National Energy Board

Office national de l'énergie

File 175-A000-72-2
24 February 2005

Dear Stakeholder,

Summary Report of the Electricity Cost Recovery Workshop

Recently, you should have received a summary report that reflects the discussion of NEB representatives and industry participants at a workshop held in December 2004 to explore NEB cost recovery issues and options for the electricity industry.

The document was prepared by the NEB and participants had the opportunity to comment on the text, to elaborate or identify any errors. Participant comments were not subsequently incorporated into the text, but appear in a table starting on Page Five of the document.

Concern that some readers might not refer to these comments has resulted in a revision to the document (Revision One, 18 February 2005) involving a note in the header on each text page pointing the reader to Page 5 to view participants' comments. The new document is available on the web site at:
http://www.neb-one.gc.ca./ActsRegulations/NEBAct/ElectricityCostRecovery/2004/index_e.htm.

We look forward to working with industry members to develop a new cost recovery approach. If you have any questions or comments, please feel free to contact the Project Manager, as indicated below:

Chantal Robert, P. Eng.
Project Manager
Telephone: (403) 299-3196
Toll Free: 1-800-899-1265
Facsimile: (403) 292-5503
Email: crobert@neb-one.gc.ca
Mail: 444 7th Ave. S.W., Calgary, AB T2P 0X8

Yours truly,

V. J. Katarey

Valerie J. Katarey
Business Unit Leader, Corporate Services

105-02468/

National Energy Board / Office national de l'énergie

National Energy Board
Electricity Cost Recovery Workshop

Summary of Workshop Discussion

Delta Bow Valley Hotel, Calgary, Alberta
9 December 2004

444 Seventh Avenue SW
Calgary Alberta T2P 0X8

444 Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

Canada

Telephone/Telephone (403) 292-4800
Facsimile/Télécopieur (403) 292-5503
http://www.neb-one.gc.ca
Telephone/Telephone 1-800-899-1265
Facsimile/Télécopieur 1-877-288-8803

Table of Contents

Executive Summary 3

NEB Electricity Cost Recovery Workshop Summary, Comments from Participants 5

NEB Presentations 8

Industry Presentations 13

Workshop Discussion 15

Next Steps 20

Appendix A. Options and Issues Discussed at the Workshop 21

Appendix B. Workshop Attendees' List 23

Executive Summary

About 25 industry members and National Energy Board (NEB) representatives participated in a day-long workshop on 9 December 2004 in Calgary to explore NEB cost recovery mechanisms for the electricity industry. Concern about the cost recovery process had been expressed by some industry members in March 2004, and a review of the methodology was requested.

The industry members requesting the review believe that the current methodology is not equitable, since exporters are the only group paying NEB costs, but they are not the only beneficiaries of the NEB's programs and services. They also believe that the restructuring of the industry resulting in separation of generation, transmission, distribution and marketing functions means that it is critical for costs to be paid by the entities receiving the benefits associated with the programs and services. According to industry, a decline in export volumes in recent years, along with an increase in NEB costs associated largely with transmission line hearings, have put a further burden on the exporters.

At the workshop, the NEB gave presentations describing the current cost recovery methodology and the processes required to change the National Energy Board Cost Recovery Regulations (Cost Recovery Regulations) and to accommodate the new *User Fees Act* (UFA). The following table shows the approximate breakdown of costs.

NEB Estimated Electricity-Related Time Breakdown
May 2002 to September 2004

	With Sumas	Without Sumas*
Hearings	33%	11%
Export permit applications	20%	27%
Monthly export returns	6%	8%
Market monitoring	32%	43%
Other (activities such as training, workshops, etc.)	9%	12%

* Since the Sumas hearing was a very significant and unusual cost, NEB staff provided a breakdown of costs with Sumas removed, providing perhaps a more representative breakdown over the long term.

Industry provided some starting points for discussion about how the cost recovery process could be modified. There was general agreement that applicants should pay all the costs related to their application, whether they are exporters applying for export permits or transmission line owners applying to build an international transmission line. There was lengthy discussion about how those costs could be determined.

There was not any consensus on the recovery of other costs, such as monthly export returns or market monitoring costs. Some participants advocated for a methodology where costs could be tied to benefits. However, some industry participants said that it was not clear how they benefited from these Board activities.

The Board indicated that changes to the *National Energy Board Act* (NEB Act) are likely not possible at this time and that any changes would have to be made through the Cost Recovery Regulations.

Industry participants agreed that the Board should explore the following options.

Options for new international transmission line applications:
- Pay actual estimated costs for each hearing (based on number of staff hours).
- Pay flat fee for category 1, 2, 3 (category relates to the length or complexity of the hearing and would be decided at the end of the hearing with input from the company).

Permits
- Flat application fee for export permits.

Non-application costs (all other costs)
- Transmission companies to pay based on installed capacity.
- Transmission companies to pay based on the use of the transmission line (volume of exports). It could also be based on exports plus imports, or the total utilization of the line.
- NEB services (monthly export returns, market monitoring, etc) to be paid by those who benefit from them.
- Straight ratio (% for transmission companies and % for exporters).

Next Steps
- Draft workshop summary report sent to participants early January 2005 for comments to ensure the document accurately reflects the discussion (comment period of 14 days).
- Final workshop summary report sent to industry stakeholders for information and will be given 30 days to provide new ideas.
- Consultation on the draft cost recovery concept will take place in the spring of 2005. The concept will be distributed to the electricity industry in advance of the meeting.

A summary of the discussion during the workshop is presented in the following pages. Prepared by the NEB, this summary is not intended to be a word-for-word transcript of the proceedings, but rather the NEB's interpretation of the discussion. Participants were given the opportunity to review the summary and provided their comments. Their verbatim comments are included in a table on page 5, and should be referenced when reading the rest of the document.

The purpose of the workshop summary report is to reflect participants' comments in their own words, and the use of terminology in the report is consistent with participants' remarks. For clarification, any reference to transmission lines or owners in the report is intended to refer to transmission lines authorized by the NEB.

NEB Electricity Cost Recovery Workshop Summary
Comments from Participants

Page	Line #	Comment	Company
16	10	On page 13 where it says that "New Brunswick has 14,000 megawatts of interconnection capability". This is not correct. We have 900MW of international export capability today, which will increase to 1200 after the 2nd International Power Line is completed in 2006. We have 2400MW of total interconnection capacity, which includes the current international (900) as well as inter-provincial interconnections.	NB Power Transmission Corporation
19	31	"Their only extra revenue is from export, which is a credit against load". I would clarify this by saying "Their other source of revenue is through the use of point to point transmission service, which is used by exporters or customers going through their system. This provides revenue that does not have to be provided by native load customers taking network service". The point is that there are two sources of revenues, network transmission service, which the native load pays and point to point transmission services, which exporters and those going through NB pay.	NB Power Transmission Corporation
3, 9	Table	Change Hearings to Transmission Hearings, as this more clearly reflects what the Hearings were for. Change Market Monitoring to Industry/ Market Monitoring, to avoid confusion with market monitoring functions in the Ontario and Alberta markets.	Manitoba Hydro
16	10	The statement "New Brunswick has 14,000 MW of transmission interconnection capability" is in error. The number may apply to Canada as a whole.	Manitoba Hydro
13	43	Add: pass costs to customers, *including export customers,* under their own *provincially approved* tariffs	Ontario Power Generation
13	46	Add: are difficult to forecast, since *large export volume changes can occur quickly as a result of either changes in supply conditions such as* drought in provinces	Ontario Power Generation
14	1	Add: or droughts in provinces with significant hydro capacity *or changes in demand in neighbouring jurisdictions due to relative pricing of alternative fuels. Due to these fluctuations, some region may pay a significant percentage of the NEB's costs one year and make little or no contribution in the next year, leaving the other exporters to make up the difference.*	Ontario Power Generation
14	24	Add: Costs can be passed through to *domestic or export* customers	Ontario Power Generation
15	28	Add: system, *if this would lead to better allocation of costs to the industry.*	Ontario Power Generation
16	15	Coral Energy Canada noted that if there were no wires across the border, there would be no costs. For example, Alberta has no direct	Powerex

Page	Line #	Comment	Company
		connection with the U.S. How cam the NEB incorporate all the allocation nuances? Pipelines are simpler; throughput and distance are all cost based and can be easily calculated. Electricity is not that simple.	
19	22	Change the paragraph to read as follows: "Powerex indicated that putting the costs in transmission rates would be more equitable. Using the proxy of transmission capacity is not a bad idea since it can be rolled over into rates. There is more flexibility for recovery of these costs. For example, Powerex is paying over $1 million per year as a direct cost, whereas to BCTC, with a revenue requirement of approximately $500 million, this is the equivalent of a 0.2% rate impact."	Powerex
19	34	Powerex recalls responding to the comments by NB Power Transmission noted in that paragraph regarding the fact that some generators are sized larger than domestic market requirements and the export line allowed them to receive revenues. These situations developed in the era of vertically integrated utilities. Furthermore, the domestic retail customer benefited from the economies of scale by building a larger generator than their load would have supported at the time and that overtime the load is growing into that generating capability and reducing export capability. The export line allowed the utilities to mitigate the extra costs through export sales. In essence, even in a pure export situation as in New Brunswick, the domestic retail market benefits from exports.	Powerex
14	39	At the end of Kelly Hunter's presentation, a representative of the Transmission Council of the Canada Electricity Association stated that in addition to the graph showing decreases in the net export volume (MWh), it would have been a good idea to present the trend in earnings relating to exports for the same years for Canadian producers and marketers. It is not because export volumes go down that the marketers' and producers' earnings go down by the same percentage. In fact, the per MWh export sales price has gone up considerably in recent years. As a result, Canadian exporters' revenues and earnings have probably not followed the trend in net export volumes (MWh) presented by Mr. Hunter. Furthermore, the energy storage strategy does not necessarily increase net export volumes, but it does generate revenues. N.B. A January 2005 Hydro-Québec press release reads: "[TRANSLATION] While preserving the natural resource, Hydro-Québec Production has taken advantage of business opportunities on export markets, all to the benefit of Quebeckers, given that over the last three years alone, export markets contributed close to $2 G to the company's earnings. The average price obtained is 10.8 ¢ per KWh.	Hydro-Québec TransÉnergie

Page	Line #	Comment	Company
		Remember, in Quebec the same kWh sells for 2.79¢." As a result, demonstrating that net electricity exports by Canadian producers and brokers to the United States have dropped in recent years does not necessarily mean that Canadian producers and brokers are making less money, and that as a result they should not have to pay their fair share of NEB expenses.	
18	25	There seems to be some confusion in the second paragraph of the chapter "Coûts mensuels liés aux exportations". "Hydro-Québec TransÉnergie pointed out that the monthly export statements provide no benefit to exporters and that the related costs should be included in the monitoring function. We believe that the comment was made by Hydro-Québec Production. As a result, the sentence should begin with: Hydro-Québec Production ...	Hydro-Québec TransÉnergie

NEB Presentations

Introduction
Valerie Katarey, Business Unit Leader, Corporate Services

The need to review the issue of NEB cost recovery for the electricity industry was identified a year ago, when companies paying cost recovery expressed concern that the restructuring of the industry over the past number of years has resulted in inequities in who contributes to cost recovery for NEB expenses. The NEB is open to discussing these concerns and has made other cost recovery participants – members of the oil and gas industry – aware of this initiative.

This workshop is a starting point, although thinking has already begun and some ideas have been developed. The workshop is intended to bring everyone to the same common knowledge and understanding, so that the industry and the NEB can begin to move forward.

The regulatory regime is very complex and making changes will take some time, especially with the new UFA enacted last spring. If triggered, this initiative will likely be the first to have to comply with that Act.

There will be a wide ranging set of views – they should all be put on the table for consideration.

Following this workshop there will be additional opportunities to provide input.

Overview of Services Provided by the Board
Cassandra Wilde, Applications, Economist

The NEB's purpose is to promote safety, environmental protection and economic efficiency in the public interest in the regulation of pipelines, energy development and trade.

The NEB has a two-part mandate: regulatory and market monitoring functions. With respect to the electricity industry, its regulatory functions involve oversight related to the construction and operation of international power lines. Regulatory proceedings may involve oral or written hearings, and ongoing monitoring to ensure compliance. A second regulatory function involves jurisdiction over electricity exports. The NEB issues export permits and licenses, and requires exporting companies to file monthly returns.

The market monitoring function involves reviews of all the industries regulated by the NEB – gas, oil, electricity – to acquire the necessary knowledge and understanding for the Board to make well-informed decisions in the public interest. There was a semantic distinction made, in that the Board's market monitoring is not really about monitoring 'markets' *per se*. The function is broader than that – it is perhaps closer to an industry review and may involve a number of different industry aspects, for example, reliability, trade, impacts of U.S. policies and developments.

Three Energy Market Assessments (EMAs) for the electricity industry have been completed in the past three years and three more are planned for release in 2005/06 on the topics of electricity markets, natural gas for power generation, and alternative and renewable power sources.

It was noted that the Board contracted a consultant to review and obtain input on the usefulness of the market monitoring function for the three regulated industries. The report, available on the NEB web site, found that the function was viewed positively. [1]

The current cost recovery process for the electricity industry worked well when the industry was primarily composed of vertically integrated utility companies. Costs were recovered based on export volumes, allowing predictable revenue for the Board and predictable expenses for the industry.

However, the industry has undergone significant change, starting with the restructuring initiated with FERC Order 888. Now export permits tend to go to smaller entities such as generators or marketers. Exports have also decreased in recent years, to a large degree because of lower water levels.

NEB costs associated with electricity have also risen from $1.8 million in 2001 to $5.2 million in 2004, reflecting an increased number of permit applications -- many resulting from the IMO market opening in Ontario -- international power line applications, higher overall Board costs, and an increased portion of time spent on electricity matters. NEB hours spent on electricity matters are decreasing this year, but it may be a while before the impact of reduced hours is seen in electricity billing due to the three-year cost recovery cycle.

NEB Estimated Electricity-Related Time Breakdown
May 2002 to September 2004

	With Sumas	Without Sumas*
Hearings	33%	11%
Export permit applications	20%	27%
Monthly export returns	6%	8%
Market monitoring	32%	43%
Other (activities such as training, workshops, etc.)	9%	12%

* Since the Sumas hearing was a very significant and unusual cost, NEB staff provided a breakdown of costs with Sumas removed, providing perhaps a more representative breakdown over the long term.

[1] http://www.neb-one.gc.ca/publications/internalauditreports/2003/evaluationenergymarketssupplymonitoring_2003_09_e.pdf

Current Cost Recovery Methodology
Dan Philips, Corporate Service, Team Leader, Finance

Under the Cost Recovery Regulations, companies are invoiced for recoverable costs, of which approximately 75 percent are salaries, with the remainder operating and maintenance costs. The Auditor General conducts an annual audit of recoverable NEB costs and the pool of costs is certified. Not all costs are recoverable, such as the costs of activities relating to frontier areas, work for other agencies, or overhead related to non-recoverable costs.

Companies pay their share of recoverable costs in three ways:

- Greenfield levies (pipeline– new companies only)
- Fixed fees (small and intermediate companies and other commodities)
- Sharing remaining pool of costs (large companies)

Small and intermediate companies have clear and straightforward obligations, while the provisions for large companies are more complex.

NEB Cost Recovery Breakdown

Size	**Small Companies**	**Intermediate Companies**	**Large Companies**
Pipelines	Cost of service = < $1 million	Cost of service between $1 million and $10 million	Cost of service = > $10 million
Electricity Exporters	< 50,000 MWh in 12 consecutive months	Authorized to export between 50,000 and 250,000 MWh in 12 consecutive months	Authorized to export = >250,000 MWh in 12 consecutive months
Fees	Administration fee of $500	Administration fee of $10,000	Fees based on detailed formulas (except for large commodity pipelines that pay a fixed fee of $50,000.00)

The share that large companies must pay is determined by the time the NEB spends on each commodity as well as the individual and aggregate activity levels of the companies in each commodity group. The billing process is designed to ensure that current NEB activities are funded from current billings. This is accomplished in a three-year cycle, as follows.

Three-Year Cost Recovery Process for Large Companies

Year One	**Year Two**	**Year Three**
Companies pay share of estimated costs (Year One)	Companies pay share of estimated recoverable costs for current year. (Year Two)	Companies pay share of estimated recoverable costs for Year Three – adjusted for differences between Year One estimates and actual as determined in Year Two.
NEB collects relevant company information	Actual Year One costs are audited	NEB collects relevant company information
NEB estimates costs for Year Two and amount each company will be invoiced	Differences between Year One estimates and actual are calculated	
NEB advises companies on their Year Two billings	NEB collects relevant company information and issues invoices for Year Two	

It was noted that the NEB's allocation process involves two calculations. The first one is based on the amount of staff time spent on each commodity. The second relates to non-specific time, which is time that cannot be attributed to a specific commodity, such as staff annual leave and training not specific to a commodity. Non-specific time is allocated across all commodities proportionately, based on the first allocation. Close to half of staff's time falls into this non-specific category.

There was discussion about the appropriateness of the charges under this allocation system and whether the electricity industry is being penalized financially compared to the gas industry, since pipeline hearings often involve significant travel, while electricity applications usually only require a written process. However, there were four electricity hearings in the past four years – with Sumas being the most significant one. It was noted that, in any case, the Board's travel budget is quite small – only about five percent – and would not create a significant impact.

The Board also indicated that large oil or gas pipelines costs may be capped at two percent of the company's cost of service, but the company must apply for this relief. Because of fluctuations in export activity, costs allocated to large electricity exporters are based on a four-year rolling average of actual exports.

It was also noted that there has been an increase in electricity costs as a percentage of total NEB costs -- from 3.7 percent in 1998 to 13.9 percent in 2005. The increase is largely due to the number of hearings for international transmission lines since 2001. From 1998 to 2000, there were no hearings at all, so the jump in costs was significant.

Industry participants asked questions about the allocation process, and how contractors or consultants are treated. The NEB indicated that consultants are not hired very often, but they are part of the operations and maintenance costs that are allocated across commodities based on the percentage of time spent on each commodity.

One industry participant noted that whichever industry is busy seems to take on the largest share of expenses. If none of the commodities are busy, then there is *pro rata* sharing.

Another industry participant wondered if there is a business plan to determine where the NEB will be focusing its activities. While a three-year business plan is posted on the NEB web site, Board representatives noted that much of their work is unpredictable and based on what industry is doing. If there are no current applications, then they look at long-term projects, such as reinvestment in infrastructure, additional research or internal systems. The first priority is always to deal with external demand from industry. On the other hand, when the workload is very heavy, for example with the Mackenzie Gas Pipeline project, additional resources are added.

It was noted that the NEB's electricity team operates with an annual budget of less than $1 million for all staff, travel, contracts, etc. Team members do not necessarily devote all their time to electricity matters.

The Process for Drafting and Amending Regulations
Chantal Briand, Operations, Regulatory Analyst

There are a number of legal considerations when drafting or amending NEB related regulations, including various acts, regulations, international agreements, and policies.

The regulation development process involves six phases:

1. Conception and development
2. Drafting regulations
3. Examination by Justice and for approval by Treasury Board
4. Pre-publication in the *Canada Gazette*, Part 1, with Comment Period
5. Final submission to Justice, Privy Council Office and Treasury Board
6. Promulgation (*Canada Gazette*, Part II)

There is consultation during the first four phases of the process that can take a variety of forms. By the time the draft regulation reaches Phase 4, there should be no surprises.

There was some discussion on whether the contemplated amendments would trigger the new UFA promulgated in March 2004. The UFA provides for Parliamentary scrutiny and approval of user fees set by regulating authorities and may have an impact on the regulation development process for this project. The applicability of the UFA will depend on the nature of the amendments adopted. If it is triggered, additional consultation will be required, including notifying potential payees about the proposal, seeking input on how services could be improved, conducting an impact assessment, establishing an independent advisory panel to address any complaints, conducting a comparison with the fees of other countries, and tabling the proposal in Parliament.

The consultation process will be critical to identify concerns, disclose information and to allow stakeholders the opportunity to provide input. The process may be delayed if the proposed amendments are complex or controversial. The process can take 18-24 months or longer.

Valerie Katarey noted that the NEB is an agency of the federal government, with up to nine Board members who meet weekly to make decisions. Independent Board members are appointed by Parliament. They report through the Minister but are not accountable to the Minister. NEB staff support the Board members.

Industry Presentations

Canadian Electricity Association
Dan Goldberger, Senior Advisor, Power Marketer's Council

The Canadian Electricity Association (CEA) was one of two industry stakeholders who gave a presentation at the workshop.

The CEA is composed of about 30 corporate utility members, representing almost 95 percent of all installed generating capacity, transmission, distribution, customer and power marketing in Canada. The CEA's governance structure reflects the business lines: Generation Council, Transmission Council, Distribution Council, Customer Council and Power Marketer's Council.

The NEB's Cost Recovery Liaison Committee meets three times a year with the sector. Mike MacDougall of Powerex is the CEA representative on the committee, representing marketers' interests. Tim Egan is also involved. The committee is an advisory committee to the Board and not a decision-making body. Additional members from the electricity sector are welcome.

The Transmission and Power Marketer's Councils, which have been following the cost recovery issue closely, agree that applicants should pay the directly related costs for processing applications for constructing and operating international power lines and electricity exports. However, no agreement could be reached on how to divide the remaining NEB costs (such as studies, staff, office space, equipment and travel).

CEA also noted emerging concerns, such as rising NEB costs and the issue of non-paying entities creating costs for others (Sumas). It was suggested that the NEB develop a new policy to recapture such costs, for example, an application fee.

Manitoba Hydro
Kelly Hunter, Market Access Officer, Manitoba Hydro

Manitoba Hydro noted that there needs to be a more equitable approach for NEB cost recovery – costs should be paid by those who derive the benefits. Under the current methodology, exporters pay the whole cost, but they are not the only ones deriving benefit. There are reliability and economic benefits for transmission lines and customers. These benefits need to be recognized in the methodology.

The Sumas Project was raised as an example of an import-only transmission line for which exporters paid millions for hearing costs yet stand to receive no benefit. Further, no benefit would have been received even if the project had been approved. Manitoba Hydro suggested that it would be more appropriate to allocate costs to international transmission line owners to capture import, export and reliability benefits. Furthermore, transmission line owners can pass costs to customers under their own tariffs.

The current decline in exports along with growing deregulation need to be reflected in the new cost recovery methodology. Furthermore, electricity exports are difficult to forecast, since

droughts in provinces with significant hydro capacity can cause large export volume swings. The regions not in drought pick up the cost for those experiencing drought. The four-year rolling average process is very complex and export volumes cannot be predicted very well.

Export volumes are not suitable to set and allocate costs, for the following reasons:

- Transmission line flows are bi-directional and flow direction can change at any time.
- Economic and reliability benefits of lower priced imports are not recognized in the current methodology (substantial imports recently in Ontario and Manitoba – Québec may be facing a shortfall).
- Reliability benefits are not captured – they occur without export flow. There can be extremely high reliability value for very minimal flows under emergency conditions.
- Generators also receive reliability benefits from connecting to a very strong grid.

Manitoba Hydro supports the CEA position that applicants should pay directly related costs of their applications. As well, the company would support a greenfield fee for new international transmission lines like that for natural gas pipelines. All other costs should be allocated to owners of transmission lines on the basis of their share of total installed international transmission capacity. Pipelines do not pay a fee based on their export volumes. Manitoba Hydro expressed interest in moving to a process that may be more standardized with pipelines.

Basing the allocation on installed capacity rather than export volumes has a number of benefits:

- Stable number – not affected by droughts – that will grow over time.
- Captures the full value of the interconnections, e.g., exports, imports and reliability.
- Costs can be passed through to customers, marketers, taxpayers under provincial regulatory processes.
- Simple to administer.

Manitoba Hydro noted that in previous years it did not matter whether it was the transmission owner or exporter who was charged – it was all part of the same company. Now each function has a separate company or business unit. New parties have entered the market. Exporters and transmission owners are different entities.

Other industry participants also questioned whether exporters should pay all NEB costs in the face of declining export activity. Since 1996, electricity imports have increased. It may be that Canada's 'glory days' of exporting electricity are over.

Manitoba Hydro added that while there has been an increase in the number of export applications, there has been no increase in export volumes. However, processing these permits is not an overly time-consuming activity, according to the NEB.

Workshop Discussion

Application Fees & Other Cost Allocation Methodologies

Hydro-Québec TransÉnergie agreed with Manitoba Hydro that the applicant should pay for their own expenses, but could not agree to base any allocation component of cost recovery on installed international transmission capacity. The company stated that transmission providers should not be the only ones to assume those costs. Both public and private interests must be taken into consideration, and provincial regulators will ultimately have to decide if the costs will be included in rate base. Where is the public interest when new exporters sell power to the U.S.? Why should consumers have to pay for that?

Manitoba Hydro noted that even if only one measure was implemented – to have the applicant pay for its own costs – that would be a great accomplishment. Then the other allocated costs would decrease substantially.

NB Power Transmission noted that costs incurred by provincial regulators related to a specific hearing, e.g., board time and facilities, are assigned to the applicant through a two-year process. If the application is not approved, the proponent still runs the risk of incurring those costs. This model could be used for the NEB.

However, the NEB noted that it currently does not have any tools to track direct costs for individual projects. It can track staff hours, but not the costs associated with those hours. The per hour salary costs of various staff are not calculated by the present system and such a system would be costly to implement. The Board asked industry if they would be willing to pay the cost of creating and managing a new tracking system. There was a lengthy discussion about the tracking process. Some industry participants believed that the NEB should have a better tracking system.

Others thought that perhaps the costs could be averaged, based on the recorded hours, or a proxy cost developed.

Manitoba Hydro also suggested that industry monitoring costs should be shared among all players, since some of these costs do not specifically relate to exports. Hydro-Québec TransÉnergie agreed that grid studies should be funded by transmission owners and market studies funded by marketers. There could be three classes of fees:

1. Application fees.
2. Special reports, e.g., targeted at transmission, generation or marketing, should be paid for by the sector.
3. Overhead costs, including maintenance, etc., should be allocated somehow.

Powerex noted that it is not necessarily the same entity exporting as importing. The NEB only regulates exports, not imports. Since transmission facilities are bi-directional, everyone benefits and everyone should contribute. The best way to accomplish that is through transmission tariffs.

If the NEB, a federal regulator, goes through a process to determine a fair allocation – then provincial regulators should find those costs acceptable.

Hydro-Québec TransÉnergie noted that if the costs are included in the tariffs, then Canadian customers would be paying for everything, including export related costs. Ontario Power Generation suggested that this concern could be addressed through tariff design. If the NEB determines a certain cost allocation, it is hard to believe that the provincial authority would over-rule that, noted Manitoba Hydro.

NB Power Transmission noted that it is possible for the process to backfire. New Brunswick has 14,000 megawatts of interconnection capability. If export volumes are down, then revenues are also down – and costs revert back to customers in those areas. Powerex noted that those customers get other benefits, such as improved reliability.

Coral Energy Canada noted that if there were no wires across the border, there would be no costs. For example, Alberta has no direct connection with the U.S. How can the NEB incorporate all the allocation nuances? Pipelines are simpler; throughput and distance are all cost based and can be easily calculated. Electricity is not that simple.

Hydro-Québec TransÉnergie noted a concern about public opinion – if there is an increase in their electric rates, the public will ask why. They will make the link and question why they are paying for export-related costs. Coral Energy commented that if there was a line strictly for export, it would be difficult to share costs with others.

Regarding the greenfield levy applicable to oil and gas pipelines, it was clarified that these costs are paid only once – the first time a proponent proposes a facility and receives approval. Other facilities by the same proponent, even if greenfield, would not be subject to this levy. If the facility does not receive approval, then the rest of the industry picks up the costs. The situation with Sumas was similar – others are paying Sumas costs. This is the case because the Board is authorized to only charge cost recovery to companies "authorized" to construct or operate a pipeline or international transmission line, or export electricity.

Some concern was expressed about frivolous applications. Powerex suggested a two-step process where the company could be tested under the NEB Act before it applies. Coral Energy noted that gas pipeline companies must expend a huge amount of money before they get to the application stage.

BC Transmission noted that the NEB appears reticent to change the NEB Act. The NEB noted that the timeline to change the Act would be at least five years. It is always difficult to get amendments on the government agenda, and particularly so in the context of a minority government. Changes to the NEB Act to accommodate cost recovery changes would not likely be a government priority at this time.

NB Power Transmission suggested perhaps having a 4-5 year average to reduce the cost spikes caused by four hearings over the past three years. The Board noted that it does not make sense to go too far back in time, since the industry structure has changed dramatically.

With the difficulty in tracking costs associated with each application, it was suggested that export applications were fairly routine and perhaps could have a flat fee associated with them, therefore alleviating some of the difficulty in tracking time and costs.

It was also suggested that transmission line applicants could also be billed on a flat fee basis. Others argued that that would be difficult, since hearings tend to be more unique and that a proxy should be developed to identify actual costs.

The NEB noted that there can be significant variation in the amount of time and effort for each hearing – with a number of variables such as the number of interveners, whether the lines are near population centres or require comprehensive study reports under the Canadian Environmental Assessment Act.

Manitoba Hydro suggested that another way would be to allocate so many dollars per kV. This process assumes that the higher the voltage, the greater the amount of work. However, there are other factors influencing cost, such as length of the line and its location.

Powerex noted the differences between pipelines and transmission lines. Generally, pipelines are long and big, but international transmission lines are often short interconnections at the border. The location is critical – it makes a big difference when the project is located near densely populated Abbotsford, compared to Manitoba.

BC Transmission suggested that there could be flat fees based on three or five levels of complexity or magnitude related to transmission line projects, just as there are three categories of companies: small, intermediate and large.

It was suggested that the NEB could determine the level of cost once interveners have registered. If there are many interveners, it could be considered a category three; no interveners would be a category one. The applicant could indicate the anticipated category and the Board could decide once the process was underway or at the end of the hearing. The NEB noted the difficulties associated with determining the category of a hearing at the beginning of the process.

Another method to determine hearing costs could be to set a fee for each day of hearing time. While hearings can vary in length, the Board indicated that pre-hearing work is required for all hearings and that the length of hearing is not always indicative of the amount of work done by the NEB in advance of the hearing. In addition, it is difficult to predict how long a hearing will take. Sometimes interveners do not show up at all and hearings scheduled for a week can take only one day, but the Board will have spent the pre-hearing resources for the anticipated one-week hearing.

NB Power Transmission believed that the number of days of hearing was directly related to the amount of pre-work that was done by the applicant. If the pre-work is done well and responses to Information Requests are handled properly, then the hearing will be shorter. If the applicant works hard to reduce the length of the hearing this way, the company should receive some credit for that effort. Others noted that this effort would be recognized if the costs are 'trued up' at the end of the process.

There was discussion about whether the costs should be true or proxy. Powerex indicated that there would be no point in doing an upfront estimate, if a 'true up' will take place at the end. It was suggested that the existing three-year rolling system could be used to finalize applicant costs. However, it was noted that with a major event such as a Sumas-type hearing, initial over-funding might occur if billing took place quarterly for estimated actual costs. Costs could also be billed at the end of the hearing.

The Board reiterated that with the current system, it would not be possible to do a 'true up' since staff time cannot be broken down into actual costs. BC Transmission suggested that an average cost per staff person be developed as an input into the proxy.

Hydro-Québec TransÉnergie indicated that there might be some possibility of creating a shortfall – if a category one application turns out to be a more expensive category three, then extra costs would be shared with others. However, that can be rectified at the end of the hearing.

Monthly Export Costs

It was not clear to participants who benefits from monthly export returns. These are regulated monthly reports required from exporters. The NEB takes these reports and creates a database that is used for a variety of purposes. The annual cost for this is in the order of $80,000. There was an ensuing discussion on whether the data is really needed. The NEB noted that the filing of returns is required by the *National Energy Board Export and Import Reporting Regulations*.

Hydro-Québec TransÉnergie noted that monthly export returns provide no benefit to exporters. They should be included in monitoring. NB Power Transmission indicated that this category is a burden that someone has to pay. Should it be exporters?

Hydro-Québec TransÉnergie wondered if there was any similar data collection for transmission. The NEB noted that there is no requirement in the Regulation to collect data on transmission, except for MWh, and no legislation for collecting returns with transmission data.

Industry or Market Monitoring Costs

Monitoring costs are a significant component of cost recovery – over 30 percent. There was a discussion on whether some of these costs should be allocated to transmission companies. The Board was asked what benefits accrue to industry as a result of monitoring activities. The Board noted that the primary intent of the monitoring is for the Board to maintain expert knowledge about the industry. Electricity staff at the NEB constitutes a small and concentrated group – monitoring helps build their expertise.

Some industry participants agreed that international transmission line owners could pay a portion of these costs but wanted the portion to reflect the benefit received. Hydro-Québec TransÉnergie noted that if there is a link demonstrating the importance of this information for transmission line

owners, then perhaps there is something to negotiate. Powerex noted that transmission line owners are a better proxy than exporters for the purposes of the information being gathered.

Ontario Power Generation noted that the participants had agreed that there are some costs that should be shared – appropriately. Exporters should not bear the total burden. Just because there are no specific benefits for transmission owners, does not mean that they should not be paying a portion.

Hydro-Québec TransÉnergie suggested that if a transmission line benefits, e.g., if it has been used to store and sell power at a better price, then perhaps it should pay a portion. This benefit – and the percentage -- may change from year to year. Others noted that this type of allocation may be difficult to implement – since some lines are export only, others are both import and export.

NB Power Transmission noted that its interconnection with Maine serves Prince Edward Island and Nova Scotia from a reliability perspective, so it would be difficult to allocate monitoring costs based on local load to reflect received benefits. With multi-jurisdictions, it is very difficult.

One suggestion was to allocate monitoring costs across Canada on an installed capacity basis – and have each transmission line owner design tariffs to incorporate those costs. This methodology might be the best way to flow those costs through to the ultimate end beneficiary.

Powerex indicated that the NEB allocation is already present in retail rates as part of generation costs. Putting the costs in transmission rates would be more equitable. Using the proxy of transmission capacity is not a bad idea since it can be rolled over into rates. There is more flexibility for recovery of these costs. Powerex is paying over $1 million – without any regulated rate base to recover those costs.

A further step might be to look at the use of the transmission line for how costs could be allocated. There was discussion on how that might be implemented. Using a deferral account, exporters could receive allocated charges that they pass on to next year's customers. NB Power Transmission noted that their local load pays based on noncoincident peak. Their only extra revenue is from export, which is a credit against load.

Hydro-Québec TransÉnergie wondered if the point-to-point tariff could be increased and not the load tariff. The local load should not be paying for export. But the local load benefits just from having the line in place. Some of the lines have been built to take advantage of economies of scale associated with generation. In the case of New Brunswick, two large generation projects were being planned, but the province could not use the entire capacity right away. James Bay in Québec was similar. There was discussion about the degree to which any of the international lines were built to meet reliability needs. Those were the drivers for interconnection. Ultimately the benefits from international lines need to be more fully articulated, including reliability, wheel-through, reserve-sharing, etc.

NB Power Transmission suggested that since the Minister receives monitoring information, then the federal government should also provide some funding. The work serves the public interest. Manitoba Hydro agreed that there may be federal interest in industry monitoring, but a cost

allocation mechanism is needed that allocates Canadian/federal interest across a broader base of Canadians -- not just exporters. The NEB noted that it was not within its mandate to make that kind of decision.

NB Power Transmission noted that if there is to be true cost allocation, then the information could or should be sold, although it was not a practical option for the short-term.

The workshop ended on that note as all the participants agreed that the key elements had been discussed in sufficient detail for the time being and the NEB noted that additional opportunities to provide comments would be available throughout the consultation process.

Next Steps

The Project Manager indicated that input is both welcome and needed. The industry participants agreed with the consultation process that was proposed:

- Draft workshop summary report sent to participants early January 2005 for comments to ensure the document accurately reflects the discussion (comment period of 14 days)
- Final workshop summary report sent to industry stakeholders for information and will be given 30 days to provide new ideas.
- Consultation on the draft cost recovery concept will take place in the spring of 2005. The concept will be distributed to the electricity industry in advance of the meeting.

Appendix A. Options and Issues Discussed at the Workshop

Industry provided some starting points for discussion about how the cost recovery process could be modified. The highlights are summarized as follows.

Application Costs

Applicant Pay -- General Agreement by Industry Participants:

- All industry participants agreed that applicants should pay all the costs related to their application, whether they are exporters applying for export permits or transmission line owners applying to build an international transmission line.

Applicant Pay -- Issues to be Addressed:

- Is it possible to require applicants to pay costs associated with their application if their application is not approved or must those costs be shared among all?
- What risk, if any, is there that the provincial regulator will not approve the NEB costs paid by the applicant? What can or should be done to alleviate that risk?
- Are frivolous applications a concern? Are there sufficient checks and balances in place to deal with frivolous applications?
- How should the costs be determined? (there is no staff-related cost tracking mechanism at the NEB).
- Should a cost tracking mechanism be developed? If so, how will its development be funded?
- A flat fee was suggested as an alternative to tracking actual costs.
- Charging a flat fee for export applications would be relatively simple. They are more routine than transmission line applications, which can vary substantially in length and cost.
- For transmission line applications, perhaps three different levels of project complexity or magnitude could be applied, with a set of flat fees associated with each category.
- Should there be a cap on the amount that an applicant must pay?
- When should the applicant be billed – e.g., quarterly or at the end of the hearing?
- To what degree should the fees reflect the actual costs? Should there be a 'true up' after the hearing to reflect actual costs?

NEB Costs Associated With:

Monthly Export Returns

- Monthly export returns must be filed by exporters, according to the NEB Act and the *National Energy Board Export and Import Reporting Regulations*.
- Industry participants were not sure they received any benefit from the work associated with these returns.
- Some industry participants suggested that these costs be categorized under monitoring, while others thought they related to export applications.

Industry or Market Monitoring

- Should international transmission line owners be asked to pay a portion of these costs?
- What portion should the transmission line owners pay?

- How should the costs be allocated? Should they be allocated based on who receives the benefit from the activities? On installed capacity? On straight ratio?

Other Issues

Changes to the NEB Act are likely not possible at this time and any changes will have to be made through the Cost Recovery Regulations.

Appendix B. Workshop Attendees' List

Company	Attendee	Position
TransAlta Energy Marketing Corp	Cathy Manuel	Senior Business Analyst
Canadian Electricity Association	Dan Goldberger	Senior Advisor Financial &Taxation Issues
IMO	Amir Shalaby	Manager, Regulatory Affairs
NB Power Transmission Corporation	Wayne Snowdon	VP Transmission
Ontario Power Generation	Barry Green	Director, Markets & Research
Hydro-Québec TransÉnergie	Yves Dallaire	Manager, Business Development
SaskPower	Shannon Rayner	Senior Regulatory Advisor
Manitoba Hydro	Kelly Hunter	Market Access Officer
Powerex Corp.	Mike MacDougall	Manager, Trade Policy
BC Transmission Corporation	Denise Mullen-Dalmer	
Hydro-Québec (HQP & MEHQ)	Erik Bellavance	Senior Advisor
Alberta Department of Energy	Katherine Braun	Director, Electricity Policy
NorthPoint Energy	Pat Hall	CFO
Canadian Electricity Association	Timothy Egan	Senior Policy Advisor
Coral Energy Canada Inc.	Tomasz Lange	Manager Transportation
National Energy Board	Chantal Robert	Project Manager
National Energy Board	Chantal Briand	Assistant Project Manager
National Energy Board	Claire McKinnon	Senior Counsel
National Energy Board	Lauren Bell	Counsel

Company	Attendee	Position
National Energy Board	Valerie Katarey	Business Unit Leader, Corporate Services
National Energy Board	Dan Philips	Team Leader, Finance
National Energy Board	Cassandra Wilde	Economist
National Energy Board	Karla Reesor	Facilitator
National Energy Board	Kym Hopper-Smith	Logistics Coordinator
National Energy Board	Julian Emanuel	Team Leader, Electricity Team
National Energy Board	John McCarthy	Business Unit Leader, Commodities
Sari Shernofsky Corporate Communication	Sari Shernofsky	Consultant

113

Last Name	First Name	Company Name	Fax#
Athaide	Judith		
Degelman	Cara	Abitibi-Consolidated Inc.	807-274-8257
Collett	Rick	Abitibi-Consolidated Inc.	
Bissel	Garrett	Advantage Energy Inc.	
		Alberta Energy and Utilities Board	
Cossette	Pierre	Alcan Inc	514-848-1278
Lalumière	Gilles	Alcan Smelters and Chemicals Limited	
Basara	Robert	Allete Inc. (Minnisota Power)	218-723-3015
Frehlich	Dennis	AltaLink Management Ltd.	403-267-4646
Thon	Scott	AltaLink Management Ltd.	267-3464
Egolf	Dan	Aquila Networks Canada	250-368-4955
Tanguay	Denis	Association québécoise pour la maîtrise de l'énergie	
Kadis	Ken	Atco Electric	780-420-5410
Goguen	Paul G.	Atco Electric	780-420-5410
Wong	Stanley	ATCO Electric Ltd.	209-6920
Policichio	Sett	ATCO Power Ltd	780-420-5410
Hackett	Jim	ATCO Power Ltd	2096920
Musselman	Crystal	Avista Energy	
Bateman	L A	Bateman & Associates Limited	
James	Fred	BC Hydro	604-623-4317
Morrison	Ann	BC Hydro Transmission	604-473-2722
Adderley	Karen	BC Transmission Corporation	604-699-7426
Kopp	Chad	Black Oak Capital LLC	646-822-2843
Boling	Rod	Bonneville Power Administration	503-230-3681
Sung	Derek	BP Canada Energy Company	
St-Onge	Daniel	Brascan Power Corporation	819-561-2421
Jutras	Paul	Brascan Power Corporation	819-561-2421
Whyte	Daniel	Brascan Power Corporation	819-561-2421
Fast	Brian	British Columbia Hydro and Power Authority	604-528-7705
Mansour	Yakout	British Columbia Transmission Corporation	604-699-7471
Mullen-Dalmer	Denise	British Columbia Transmission Corporation	604-699-7537
Konow	Hans	Canadian Electricity Association	613-230-9326
Egan	Timothy	Canadian Electricity Association	416-531-4769
Gormley	Bryan	Canadian Gas Association	613-748-9078
Charest	Walter Lord	Canadian Niagra Power Co Ltd	905-354-6597
Rheaume	Dan	Canadian Transit Company	313-965-1740
Angle	Dan	Candela Energy Corporation	668-5635
Baier	Sara	Cargill Incorporated	952-984-3627
Sather	Kim	Cargill-Alliant Trading Canada Inc	952-984-3836
Chandler	Bruce	Chandler Energy Inc	
Frohna	Nancy	Citadel Financial Products	312-419-1640
Pawluk	Clyde	City of Calgary	268-4777
Hall	Cynthia A	CMS Energy Maketing Services & Trading	
Zeilstra	Ron	Columbia Power Corporation	250-356-2819
Jacoby	Jim	Conectiv Energy	302-451-5266
Decker	Lisa	Constellation Energy Commodities Group Inc	410-468-3540
Konopacky	Eric	Constellation Energy Commodities Group Inc	410-468-3540
Ronsky	Dale	Constellation NewEnergy Canada Inc.	
Kerchner	Melissa	Constellation Power Source Inc.	410-468-3499
Beda	Eric	Consumers Energy Company	517-788-7245

I13

MacBurnie	Arnold	Coral Energy Canada Inc	216-3601
Kerr	Paul	Coral Energy Canada Inc	519-624-7712
MacLaren	Les	Crown Agencies Secretariat	
Miller	Terry	CXY Chemicals	
Taza	Jean-Jacques	Direct Commodities Trading (DTC) Inc.	
Frampton	Michelle	Direct Energy Marketing Limited	416-261-8011
Hnilica	Chris	DTE Energy	
Murphy	Bonnie	Duke Energy North America	713-989-1502
Myers	Jennifer	Dynegy Canada Inc.	403-213-6314
Dalhoff	Steve	Dynegy Power Marketing	713-507-6504
Tabone	Gail	Economic and Engineering Services	425-889-2725
Devlin	Elise M	Edison Mission Marketing & Trading Inc	617-912-5982
Bell	Karen A	Edison Mission Marketing & Trading Inc	617-912-6001
Ireland	Sheri	El Paso Merchant Energy, L.P.	713-420-6562
Jessome	Don	Emera Energy Inc	
Chahley	Kris	Emera Energy Inc	
Philpott	Gerard	Enbridge Inc	403-231-4844
Petrie	Leslie	EnCana Corporation	403-645-6660
Jekel-Sadleir	Susuan	Energy Mines & Petroleum Resources	
Hildebrandt	Kurtis	ENMAX	219-2165
Lowther	Darin L	Enmax Corporation	403-268-2923
Lowther	Darin	ENMAX Energy MArketing Inc	403-268-2923
Kadonaga	Wes	ENMAX Power Services Corp	403-514-2648
Willis	Ken	ENMAX Power Services Corp	403-515-3551
Joyal	Lynn	EPCOR	
Poyton	Cliff	EPCOR Merchant and Capital Inc.	416-756-5302
Jessa	Riaz	Epcor Merchant and Capital L.P.	
Poyton	Cliff	Epcor Merchant and Capital L.P.	416-756-5302
Arora	Bani	Exelon Generation Company	610-765-7741
Charest	Walter Lord	Fortis Ontario	
Koschik	Wally	FortisBC Inc.	866-352-5953
Samson	Esther	Fraser Papers Inc	
Nolan	William	Fraser Papers Inc	506-737-2111
Simard	Jean	Gaz Métro	
Goldgut	Harry	Great Lakes Power Inc	
Osmars	Kim	Great Lakes Power Ltd	705-941-5600
Perron Deslauriers	Johanne	GREEN-Documentation	418-656-6516
Penstone	Mike	Hydro One Networks Inc	406-345-5443
Graham	Mark	Hydro One Networks Inc	416-325-6981
Barrie	Dave	Hydro One Networks Inc	416-345-6822
Chabot	Julie	Hydro-Québec	514-289-6756
Guimont	Chantal	Hydro-Québec TransÉnergie	514-289-5417
Daillaire	Yves	Hydro-Québec TransÉnergie	514-289-5417
Vicinus	Gary	ICF Resources Incorporated	
Orton	Christel	IDACORP Energy	
Burrell	Carl	Independent Electricity Market Operator	
Mickle	Linda	Independent Electricity Market Operator	905-855-8688
Justus	Martha	Informetrica Limited	
Gauthier	Martin	MAG ENERGY SOLUTIONS Inc.	514-871-1423
Wiens	Robin	Manitoba Hydro	204-475-3953
Hunter	Kelly	Manitoba Hydro-Electric Board	204-453-5359

Snyder	Al	Manitoba Hydro-Electric Board	204-474-4114
Tymofichuk	Ed	Manitoba Hydro-Electric Board	204-487-5360
Gamble	C M	Manitoba Hydro-Electric Board	204-474-4752
Flynn	Joanne	Manitoba Hydro-Electric Board	204-453-5359
Roberts	Jason	Maritime Electric Company Ltd	
Bellavance	Erik	Marketing D'Energie HQ Inc	514-289-6217
Laudadio	Nina	Marketing D'Energie HQ Inc	514-289-6867
Boisclair	Suzanne	Marketing D'Energie HQ Inc	514-289-6867
Richmond	Mike	McMillan, Binch	416-865-7048
Brann	Jane	Merrill Lynch Commodities Inc.	713-544-9302
Bailey	Keith	Merrill Lynch Commodities Inc.	
Monsalve	Adrianna	Micromedia Limited	416-362-6161
Martin	Peter	Mirant Americas Energy Marketing LP	678-579-5829
Field	David	Mirant Americas Energy Marketing LP	403-218-1500
Richter	Ron	Montenay Inc.	604-521-2140
Van Hove	Eric	Montwegan International Energia Resource Inc	877-363-7442
Hausler	Douglas	Morgan Stanley Capital Group Inc.	
Holmes	Connie	National Mining Association	
Sahi	Ram	Natural Resources Canada	
Bishop	Darrel	New Brunswick Power Corporation	
Trenholm	Arden	New Brunswick Power Corporation	506-458-4771
Snowdon	Wayne	New Brunswick Power Corporation	506-458-4249
Tracy	Marg	New Brunswick Power Transmission Corporation	506-458-4000
Roherty	Kevin	New Brunswick System Operator	506-458-4626
Goldberger	Dan	New Paradigm Capital Corp	416-216-6783
Rougeux	Paul	New York Power Authority	914-681-6297
Mitchell	Glen	Newfoundland & Labrador Hydro	
Martin	Fred	Newfoundland & Labrador Hydro	709-737-1900
Dray	Doreen	Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities	709-726-9604
Delaney	Phonse	Newfoundland Power Inc.	709-737-5300
Schultz	Wendy	Nexen Marketing	
Wilson	Pamela	North States Power Company	
Bender	Darwin	NorthPoint Energy Solutions Inc	306-566-3364
Hall	Pat	NorthPoint Energy Solutions Inc	306-566-3364
MacVicar	Mary	Nova Scotia Power Inc	902-428-6990
Whalen	Melvin E	Nova Scotia Power Inc	902-428-6542
Tower	Nancy	Nova Scotia Power Incorporated	902-428-6990
Misemer	Keith	NRG Energy Marketing, Inc.	612-373-5392
Henry	Craig	OGE Energy Resources	405-553-6405
Barrett	Andrew	Ontario Power Generation Inc	416-592-8519
Ivison	Jim	Ontario Power Generation Inc	416-592-6057
Petrella	Tony	Ontario Power Generation Inc	416-592-8519
Drinkwater	David W	Ontario Power Generation Inc	416-592-2091
Green	Barry	Ontario Power Generation Inc	416-592-8519
MacQuarrie	Wayne	PEI Energy Corporation	902-368-4242
Kagan	Ilse E	Petroleum Industry Research Associates	212-686-6628
Hain	Jennifer A	PG & E Energy Trading Canada Corporation	301-280-6601
Huie	P.	Poten and Partners	
McCuaig	Paul	Powerex Corp	416-345-8892
MacDougall	Mike	Powerex Corp	604-891-7012
Weaver	Sheri	PPL EnergyPlus, LLC	610-774-4511

St-Amour	Yves	Province of Québec	
Wilson	Pamela	Public Service Company of Colorado	
		Publishing and Depository Services	
Minshew	Nicholas C.	Rainbow Energy Marketing Corporation	866-252-8471
Tornow	Chris	Resource Data International Inc	
Staudt	Kelly	Saskatchewan Power Corporation	306-566-3538
Abbott	Brian	SaskPower	306-566-2548
Krauss	K Dean	SaskPower	
Salej	David	Sempra Energy Trading Corporation	203-355-5650
Chila	Ted	Sempra Energy Trading Corporation	203-355-5650
Schubiger	Michael J.	SESCO Enterprises	732-516-1636
Clermont	Sylvain	Societe de transmission electrique de Cedars Rapids Transmiss	450-269-2889
Blue	Ian	Sonat Power Marketing Inc. and Sonat Power Marketing LP	
DeSantis	Dana	Sonat Power Marketing Inc. and Sonat Power Marketing LP	
Knauss	Ronald J.	Split Rock Energy LLC	
Whitehead	Gary	Statistics Canada	
Hollett	Jason	SWSDA	902-875-1615
Cairns	Kelly A.	Teck Cominco Metals Ltd	250-364-4144
Harold	Todd	Teck Cominco Metals Ltd	250-364-4144
Jones	Paige	The Cincinnati Gas & Electric Company	
Moriarty	Kate	The Cincinnati Gas & Electric Company	
Belitshy	Neal	The Detroit & Canada Tunnel Co.	313-567-2565
Whitsett	Rachel	The Detroit & Canada Tunnel Co.	313-567-2565
Black	Angela	The Detroit Edison Company	
Tench	Don	The IMO	905-403-6932
Shalaby	Amir	The IMO	416-506-2813
McCann	Tom	TL McCann & Associates Ltd	290-1637
Ortiz	Leandra	Tractebel Energy Marketing, Inc.	
Wanner	Claudia	Tractebel Energy Marketing, Inc.	
Manuel	Cathy	TransAlta Energy Marketing Corp & TransAlta Energy Marketin	403-267-6908
Hodgins	Korrie	TransCanada Energy Ltd	920-2352
Duzy	Margaret	TransCanada Power Corp	
Spirito	Paula	TransCanada Power Marketing Inc.	401-568-1590
Blakeney	Susan	Treasury Board of Canada Secretariat	613-946-4959
Calcagno	Suzanne	UBS AG, London Branch	
Como	Anthony	US Department of Energy	202-586-5100
Massey	Jefferson	USGen New England Inc	301-280-5779
Massbou	Amil	Westgate	
Stanford	Charlene	Williams Energy Marketing	918-573-4887
DeGrand	Mandy	WPS Canada Generation Inc	920-617-6141
Hess	Marc	WPS Energy Services Inc	920-617-6073

National Energy Board

Office national de l'énergie

Dossier 175-A000-72-2
Le 24 février 2005

Rapport sommaire de l'atelier sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité

Madame, Monsieur,

Récemment, vous devriez avoir reçu le rapport sommaire des discussions engagées par des représentants de l'ONÉ et des membres du secteur de l'électricité lors d'un atelier tenu en décembre 2004 en vue d'examiner le recouvrement des frais de l'ONÉ et des options possibles pour le secteur de l'électricité.

L'ONÉ a rédigé le rapport, qui a ensuite été soumis à l'examen des participants pour qu'ils puissent y apporter des précisions ou des corrections. Plutôt que d'intégrer leurs commentaires au rapport, l'ONÉ les présente sous la forme d'un tableau commençant à la page 6 du document.

De crainte que certains lecteurs omettent de prendre connaissance de ces commentaires, l'ONÉ a produit une nouvelle version du rapport (Révision 1, 18 février 2005) qui comprend une note dans le haut de chaque page afin de renvoyer le lecteur à la page 6. Vous trouverez le nouveau rapport sur notre site Web au http://www.neb-one.gc.ca./ActsRegulations/NEBAct/ElectricityCostRecovery/2004/index_f.htm.

Nous sommes heureux de collaborer avec le secteur de l'électricité en vue de l'élaboration d'une nouvelle démarche de recouvrement des frais. Pour toute question ou commentaire, n'hésitez pas à communiquer avec la gestionnaire de projet, dont les coordonnées sont les suivantes :

Chantal Robert, ing.
Gestionnaire de projet
Téléphone : (403) 299-3196
Sans frais : 1-800-899-1265
Télécopieur : (403) 292-5503
Courriel : crobert@neb-one.gc.ca
Adresse postale : 444, Septième Avenue S.-O., Calgary (Alberta) T2P 0X8

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

La chef du Secteur des services généraux,

V. J. Katarey

Valerie J. Katarey

Office national de l'énergie

National Energy Board

Atelier de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité

Sommaire des délibérations de l'atelier

Hôtel Delta Bow Valley, à Calgary (Alberta)
Le 9 décembre 2004

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

Canada

Telephone/Téléphone : (403) 292-4800
Facsimile/Télécopieur : (403) 292-5503
http://www.neb-one.gc.ca
Telephone/Téléphone : 1-800-899-1265
Facsimile/Télécopieur : 1-877-288-8803

Contenu

Résumé 3

Observations des participants sur le Résumé de l'atelier de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité 6

Présentations par des représentants de l'ONÉ 9

Présentations par l'industrie 15

Délibérations de l'atelier 18

Étapes suivantes 24

Annexe A : Options et questions débattues à l'atelier 25

Annexe B : Liste des participants à l'atelier 27

Résumé

Environ 25 participants de l'industrie et représentants de l'Office national de l'énergie (ONÉ) ont pris part à un atelier d'une journée, tenu le 9 décembre 2004 à Calgary, pour examiner les mécanismes qui sous-tendent le recouvrement des frais de l'ONÉ auprès du secteur de l'électricité. Des membres de l'industrie avaient soulevé des préoccupations au sujet du processus de recouvrement des frais en mars 2004 et avaient demandé que l'Office revoie la méthodologie en place.

Les membres de l'industrie qui demandent la révision de la méthodologie actuelle estiment que celle-ci n'est pas équitable parce que les exportateurs assument à eux seuls les coûts de l'ONÉ, mais ne sont pas le seul groupe à bénéficier de ses programmes et services. Ils jugent également qu'en raison de la restructuration de l'industrie, qui a entraîné la séparation des fonctions de production, de transport, de distribution et de marketing, il est maintenant indispensable que les entités qui bénéficient des avantages découlant de ces programmes et services en assument aussi les coûts. Selon les représentants de l'industrie, la baisse du volume des exportations d'électricité dans les dernières années ainsi que l'augmentation des coûts de l'ONÉ, attribuable en grande partie aux audiences portant sur des projets de lignes de transport, ont ajouté au fardeau imposé aux exportateurs.

Au cours de l'atelier, l'ONÉ a fait des présentations sur la méthodologie actuelle de recouvrement des frais et sur le processus requis pour modifier le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* (Règlement sur le recouvrement des frais), y compris l'application de la nouvelle *Loi sur les frais d'utilisation* (LFU). Le tableau ci-dessous fournit une ventilation approximative des coûts.

Ventilation estimative du temps consacré par l'ONÉ au secteur de l'électricité
Mai 2002 à septembre 2004

	Avec le projet Sumas	Sans le projet Sumas*
Audiences	33 %	11 %
Demandes de permis d'exportation	20 %	27 %
Déclarations mensuelles sur les exportations	6 %	8 %
Surveillance du marché	32 %	43 %
Autres (activités telles que la formation, les ateliers, etc.)	9 %	12 %

* Étant donné que l'audience Sumas représentait un coût inhabituel et très considérable, le personnel de l'ONÉ a fourni une ventilation des coûts qui exclut le projet Sumas pour obtenir une répartition qui se veut plus représentative des coûts à long terme.

L'industrie a fourni quelques points de départ pour la réflexion sur les modifications susceptibles d'être apportées au processus de recouvrement des frais. Tous les participants s'entendaient pour dire que les demandeurs devraient assumer la totalité des coûts afférents à leur demande, qu'il s'agisse d'exportateurs qui sollicitent des permis d'exportation ou de transporteurs désireux de construire une ligne internationale de transport d'électricité. Les participants ont longuement débattu la méthode à employer pour déterminer ces coûts.

Il n'y a pas eu consensus sur le recouvrement des autres frais, tels que les coûts liés aux déclarations mensuelles sur les exportations et à la surveillance du marché. Certains participants préconisaient une méthodologie selon laquelle les coûts seraient attribués en fonction des avantages obtenus. Cependant, quelques participants de l'industrie ont indiqué qu'il n'était pas clair en quoi ces activités de l'ONÉ leur étaient profitables.

L'Office a indiqué que la modification de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) n'est probablement pas possible à l'heure actuelle et qu'il faudrait apporter les éventuels changements par le biais du Règlement sur le recouvrement des frais.

Les participants de l'industrie ont convenu que l'Office devrait examiner les options suivantes :

Options pour les demandes concernant de nouvelles lignes internationales de transport :
- Payer les coûts réels estimatifs de chaque audience (calculés en fonction du nombre d'heures-personnel).
- Payer une redevance fixe pour les demandes de catégorie 1, 2 et 3 (la catégorie dépendrait de la longueur ou de la complexité de l'audience et serait déterminée à la fin de l'audience de concert avec le demandeur).

Permis
- Redevance fixe par demande de permis.

Frais non liés à des demandes (tous les autres coûts)
- Les transporteurs paieraient ces coûts en fonction de la capacité installée.
- Les transporteurs paieraient ces coûts en fonction de l'utilisation qu'ils font des lignes de transport (volume des exportations). Les frais à payer pourraient aussi être basés sur le volume combiné des exportations et des importations, ou l'utilisation totale d'une ligne.
- Le coût des services de l'ONÉ (déclarations mensuelles sur les exportations, surveillance du marché, etc.) serait assumé par les entités qui en retirent des avantages.
- Simple ratio de répartition (un pourcentage fixe pour les transporteurs et un pourcentage pour les exportateurs).

Étapes suivantes
- Un projet de compte rendu sommaire de l'atelier sera envoyé aux participants au début de janvier 2005 afin de recueillir leurs commentaires et d'assurer que le document reflète fidèlement les délibérations de l'atelier (délai de 14 jours pour présenter des commentaires).
- Le compte rendu sommaire définitif de l'atelier sera envoyé aux parties prenantes dans l'industrie, à titre d'information, et celles-ci disposeront de 30 jours pour proposer d'autres idées.
- Une consultation sur le projet de concept de recouvrement des frais aura lieu au printemps 2005. Le concept sera diffusé à l'échelle de l'industrie de l'électricité avant la rencontre.

Un résumé de l'atelier est présenté dans les pages qui suivent. Produit par l'ONÉ, il ne constitue pas une transcription exacte des discussions tenues durant l'atelier, mais représente plutôt l'interprétation que l'ONÉ en a faite. Les participants ont eu l'occasion de l'examiner et ont

soumis leurs commentaires à ce sujet. Ces derniers sont présentés mot à mot dans le tableau figurant à la page 6 et il convient d'y faire renvoi en lisant le document.

Le résumé a pour but de refléter fidèlement les commentaires des participants et, par conséquent, le texte correspond à l'esprit de leurs remarques. Toute référence à des lignes de transport ou leurs propriétaires s'applique à des lignes autorisées par l'ONÉ.

Résumé de l'atelier de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité
Observations des participants

Page	Ligne	Observation	Société
19	19	À la page 16, on lit : « Le Nouveau-Brunswick a une capacité d'interconnexion de 14 000 mégawatts. » Ceci n'est pas exact. Nous avons une capacité d'exportation internationale de 900 MW, qui sera portée à 1 200 MW après l'achèvement de la construction de notre deuxième ligne internationale de transport d'électricité en 2006. Nous avons une capacité d'interconnexion totale de 2 400 MW, ce qui comprend la capacité d'exportation internationale actuelle (900) et des interconnexions provinciales.	Corporation de transport Énergie NB
23	38	« Ses seules autres recettes proviennent des exportations et celles-ci sont portées au crédit de la charge locale. » Je clarifierais cet énoncé en disant ce qui suit : « Ses autres sources de recettes découlent de l'utilisation du service de transport de point à point par des exportateurs ou des clients qui passent par le réseau. Ceci procure des recettes qui n'ont pas besoin d'êtres recouvrées des clients de charge locale utilisant les services du réseau. » Il y a, en fait, deux sources de recettes : les services de distribution du réseau, qui sont payés par les clients locaux, et les services de transport de point à point, qui sont payés par les exportateurs et autres clients qui passent par le réseau du Nouveau-Brunswick.	Corporation de transport Énergie NB
3, 11	Tableau	Changer « audiences » pour « audiences concernant le transport d'électricité », ce qui traduit mieux l'objet des audiences. Changer « surveillance du marché » pour « surveillance de l'industrie/du marché » afin d'éviter toute confusion avec les fonctions de surveillance sur les marchés de l'Ontario et de l'Alberta.	Hydro-Manitoba
19	19	L'énoncé « Le Nouveau-Brunswick a une capacité d'interconnexion de 14 000 mégawatts » est faux. Le chiffre s'applique peut-être à tout le Canada.	Hydro-Manitoba
16	3	Ajouter ce qui suit : passer ces coûts à leurs clients, *y compris les clients exportateurs,* dans le cadre de leurs tarifs *approuvés par les régies provinciales.*	Ontario Power Generation
16	8	Ajouter ce qui suit : sont difficiles à prévoir, *étant donné que des changements dans les conditions d'approvisionnement, tels que des sécheresses dans des provinces, peuvent rapidement causer de fortes variations dans les volumes des exportations.*	Ontario Power Generation
16	8-9	Ajouter ce qui suit : des périodes de sécheresse dans des provinces dotées d'une grande capacité de production hydroélectrique *ou des fluctuations de la demande d'administrations voisines, en raison du prix relatif des combustibles de remplacement,* peuvent causer de fortes variations dans les volumes des exportations. *En raison*	Ontario Power Generation

Page	Ligne	Observation	Société
		de ces fluctuations, une région peut se trouver à payer un fort pourcentage des coûts de l'ONÉ dans une année, et n'apporter qu'une faible contribution à ce titre, sinon aucune, l'année suivante, obligeant les autres exportateurs à combler la différence.	
16	42	Ajouter ce qui suit : possibilité de passer les coûts aux clients *du marché intérieur ou aux clients exportateurs*	Ontario Power Generation
18	33	Ajouter ce qui suit : système de suivi, *si cela permettrait une meilleure répartition des coûts dans l'industrie.*	Ontario Power Generation
19	24	Coral Energy Canada a souligné que s'il n'y avait pas de lignes franchissant la frontière, il n'y aurait pas de coûts. Par exemple, l'Alberta n'a pas de liaison directe avec les États-Unis. Comment l'ONÉ peut-il incorporer toutes ces nuances dans une formule de répartition? Le cas des pipelines est plus simple : les coûts sont basés sur le débit et la distance, lesquels sont facilement calculables. Ce n'est pas aussi simple pour le secteur de l'électricité.	Powerex
23	25	Changer le paragraphe pour qu'il se lise comme suit : « Powerex a indiqué qu'il serait plus équitable d'incorporer ces coûts dans les tarifs de transport. Le fait d'utiliser la capacité de transport comme base d'attribution n'est pas une mauvaise idée puisque les coûts peuvent ensuite être intégrés aux tarifs. Cela offre plus de flexibilité au chapitre de leur recouvrement. Par exemple, Powerex paie plus de 1 million de dollars par année en coûts directs, tandis que pour BCTC, dont les besoins en recettes sont de l'ordre de 500 millions de dollars, ceci équivaut à un impact de 0,2 % sur le tarif. »	Powerex
20	38	Powerex se rappelle d'avoir répondu aux commentaires de Transport Énergie NB, dont il est question dans ce paragraphe, au sujet du fait que certaines centrales sont surdimensionnées par rapport à ce que les besoins du marché local et la ligne de transport à l'exportation peuvent leur apporter en fait de recettes. Ces situations sont apparues à l'époque où les services publics étaient intégrés verticalement. De plus, les clients du marché de détail intérieur tiraient parti des économies d'échelle associées à la construction d'une centrale plus importante que celle que la charge existante aurait pu soutenir au moment de sa construction et, avec l'augmentation de la charge au fil du temps, la demande rejoint de plus en plus la capacité de production et réduit la capacité d'exportation. La ligne de transport à l'exportation permettait aux services publics d'éponger les coûts supplémentaires grâce aux ventes à l'exportation. Pour l'essentiel, même dans un contexte de pure exportation, le marché de détail intérieur tire parti des exportations.	Powerex

Page	Ligne	Observation	Société
17	15	À la fin de la présentation de M. Kelly Hunter, un représentant du Transmission Council de l'Association canadienne de l'électricité a mentionné qu'il aurait été intéressant de présenter, outre le graphique sur la baisse du volume net de MWh d'exportation, la courbe des profits liés à l'exportation pour les mêmes années pour les producteurs et les marketeurs canadiens. Ce n'est pas parce que les volumes d'exportation diminuent que les bénéfices des marketers et producteurs diminuent dans la même proportion. En fait, le prix de vente du MWh d'exportation a considérablement augmenté au cours des dernières années. Par conséquent, les revenus et les bénéfices des exportateurs canadiens n'ont probablement pas suivi la courbe du volume net de MWh d'exportation présentée par M. Hunter. De plus, la stratégie de stockage d'énergie n'augmente pas nécessairement le volume net d'exportation, mais génère tout de même des revenus. N.B. Dans un communiqué de presse d'Hydro-Québec de janvier 2005, on pouvait lire ceci: "Tout en préservant la ressource naturelle, Hydro-Québec Production a profité d'occasions d'affaires sur les marchés d'exportation. Le tout a été bénéfique pour les Québécois puisqu'au cours des 3 dernières années seulement, les marchés d'exportation ont contribué pour près de 2 G$ aux bénéfices de l'entreprise. Le prix moyen obtenu est de 10,8 ¢ le KWh. Au Québec, rappelons-le, le même kWh est vendu 2,79¢." Par conséquent, la démonstration que l'exportation net d'électricité des producteurs et courtiers canadiens vers les États-Unis a connu une baisse au cours des dernières années n'implique pas nécessairement que les producteurs et courtiers canadiens font moins d'argent, et que par conséquent, il ne devrait pas assumer leur juste part de frais à l'ONE.	Hydro-Québec TransÉnergie
22	18	Il semble y avoir une confusion au chapitre "Coûts mensuels liés aux exportations". "Hydro-Québec TransÉnergie a souligné que les déclarations mensuelles sur les exportations ne procurent aucun avantage aux exportateurs et que les coûts connexes devraient être inclus dans la fonction de surveillance. " Il nous semble que ce commentaire fut fait par Hydro-Québec Production. La phrase devrait donc commencer par: Hydro-Québec Production ...	Hydro-Québec TransÉnergie

Présentations par des représentants de l'ONÉ

Introduction

Valerie Katarey, Chef de secteur, Services généraux

La nécessité de réexaminer la question du recouvrement des frais de l'ONÉ auprès du secteur de l'électricité est apparue il y a un an lorsque des sociétés qui sont assujetties au régime de recouvrement des frais ont fait valoir que la restructuration de l'industrie qui s'était opérée dans les dernières années avait créé des iniquités du point de vue de ceux qui doivent contribuer au recouvrement des dépenses engagées par l'ONÉ au profit du secteur. L'ONÉ est disposé à discuter de ces préoccupations et il a fait part de la présente initiative à d'autres entités – membres des industries gazière et pétrolière – qui participent au recouvrement des frais.

Cet atelier se veut un point de départ, bien qu'une réflexion ait déjà été amorcée sur la question et que certaines idées aient été ébauchées. L'atelier a pour but d'assurer une connaissance et une compréhension communes des enjeux, de sorte que l'industrie et l'ONÉ puissent aller de l'avant.

Le régime de réglementation est très complexe et toute modification prend du temps, surtout avec l'adoption de la nouvelle LFU au printemps dernier. Si les éventuelles modifications déclenchent l'application de la LFU, cette initiative sera probablement la première à être assujettie à cette Loi.

Les points de vue sur le sujet seront nombreux et variés, et il faudrait qu'ils soient tous mis sur table pour étude.

D'autres possibilités de fournir un apport seront fournies après l'atelier.

Aperçu des services offerts par l'Office

Cassandra Wilde, Demandes, économiste

L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public, dans le cadre de la réglementation des pipelines ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

L'ONÉ a un double mandat qui comprend des fonctions de réglementation et de surveillance des marchés. Dans le secteur de l'électricité, la réglementation exercée par l'ONÉ englobe une surveillance de la construction et de l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité. Les instances réglementaires peuvent comprendre la tenue d'audiences orales ou par voie de mémoires et l'exercice d'une surveillance continue pour garantir la conformité aux exigences. Une deuxième fonction réglementaire découle de la compétence de l'ONÉ à l'égard des exportations d'électricité. L'ONÉ délivre des permis et des licences d'exportation et exige des sociétés exportatrices qu'elles lui présentent des déclarations mensuelles.

La fonction de surveillance des marchés consiste dans l'examen de tous les secteurs réglementés par l'ONÉ, notamment les secteurs du gaz, du pétrole et de l'électricité, pour acquérir les connaissances et la compréhension nécessaires à la prise de décisions éclairées qui sont conformes à l'intérêt public. Une distinction d'ordre sémantique a été faite en ce sens que la surveillance des marchés par l'Office n'est pas vraiment un suivi des marchés *comme tels*. C'est une fonction plus large qui s'apparente peut-être davantage à une étude de l'industrie et qui peut englober plusieurs aspects, tels que la fiabilité, le commerce, et l'incidence des politiques et faits nouveaux aux États-Unis.

L'Office a produit trois Évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) dans le secteur de l'électricité au cours des trois dernières années, et trois autres sont censées paraître en 2005-2006; celles-ci porteront sur les marchés de l'électricité, l'utilisation de gaz naturel pour la production d'énergie électrique et les sources d'énergie électrique renouvelable et de remplacement.

Il a été noté que l'Office avait retenu les services d'un consultant pour qu'il étudie l'utilité de la fonction de surveillance des marchés dans les trois industries réglementées et recueille des avis à ce sujet. Le rapport résultant, qui est accessible sur le site Web de l'ONÉ, révèle que cette fonction est vue d'un œil favorable[1].

Le processus actuel de recouvrement des frais dans l'industrie de l'électricité a bien fonctionné aussi longtemps que le secteur était composé essentiellement d'entreprises de service public intégrées verticalement. Les frais recouvrés étaient calculés en fonction du volume des exportations, de sorte que l'Office pouvait prévoir ses recettes, et l'industrie, ses dépenses.

Cependant, l'industrie a subi de grandes transformations, à commencer par la restructuration déclenchée par l'ordonnance 888 de la FERC. Aujourd'hui, les permis d'exportation ont tendance à être délivrés à des entités plus modestes, comme des producteurs ou des courtiers. De plus, le volume des exportations a diminué dans les dernières années, ce qui est attribuable dans une large mesure à une faible hydrolicité.

Par ailleurs, les coûts de l'ONÉ dans le secteur de l'électricité ont augmenté, passant de 1,8 million de dollars en 2001 à 5,2 millions de dollars en 2004, sous l'effet de la hausse du nombre de demandes de permis – dont beaucoup découlent de l'ouverture du marché de l'Ontario par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) – et de demandes de construction de lignes internationales de transport d'électricité, de l'augmentation globale des coûts de l'Office, et de l'augmentation proportionnelle du temps consacré à des questions liées à l'électricité. Le nombre d'heures que l'ONÉ a consacrées au secteur de l'électricité a diminué cette année, mais l'impact de cette baisse sur les coûts facturés aux sociétés d'électricité pourrait tarder à se manifester étant donné que le recouvrement des frais est effectué suivant un cycle de trois ans.

[1] http://www.neb-one.gc.ca/publications/internalauditreports/2003/evaluationenergymarketssupplymonitoring_2003_09_f.pdf

Ventilation estimative du temps consacré par l'ONÉ au secteur de l'électricité
Mai 2002 à septembre 2004

	Avec le projet Sumas	Sans le projet Sumas*
Audiences	33 %	11 %
Demandes de permis d'exportation	20 %	27 %
Déclarations mensuelles sur les exportations	6 %	8 %
Surveillance du marché	32 %	43 %
Autres (activités telles que la formation, les ateliers, etc.)	9 %	12 %

* Étant donné que l'audience Sumas représentait un coût inhabituel et très considérable, le personnel de l'ONÉ a fourni une ventilation des coûts dont il a exclu le projet Sumas pour en arriver à une répartition qui se veut plus représentative des coûts à long terme.

Méthodologie actuelle de recouvrement des frais
Dan Philips, Services généraux, chef d'équipe, Finances

Suivant le Règlement sur le recouvrement des frais, les sociétés se font facturer les frais recouvrables de l'ONÉ, dont environ 75 % sont des frais salariaux et le reste consiste en des frais de fonctionnement et d'entretien. Le vérificateur général effectue une vérification annuelle des frais recouvrables de l'ONÉ et certifie le groupe de coûts. Certains des coûts de l'ONÉ ne peuvent pas être recouvrés, notamment les coûts associés aux activités visant les régions pionnières, les coûts liés au travail effectué pour d'autres organismes et les frais généraux associés à des activités dont les coûts ne sont pas recouvrables.

Les sociétés acquittent leur part des frais recouvrables de trois façons :

- Contribution à payer par les nouveaux venus dans l'industrie (sociétés pipelinières nouvelles seulement)
- Redevances fixes (sociétés de faible et de moyenne importance et productoducs)
- Partage des coûts restants (sociétés de grande importance)

Les obligations des sociétés de faible et de moyenne importance sont claires et explicites, mais les dispositions visant les sociétés de grande importance sont plus complexes.

Ventilation des frais recouvrables de l'ONÉ

Taille	Faible importance	Moyenne importance	Grande importance
Société pipelinière	Coût du service inférieur à 1 million de dollars	Coût du service compris entre 1 et 10 millions de dollars	Coût du service égal ou supérieur à 10 millions de dollars
Exportateur d'électricité	Exporte moins de 50 000 MWh au cours de 12 mois consécutifs	Peut exporter entre 50 000 et 250 000 MWh au cours de 12 mois consécutifs	Peut exporter 250 000 MWh ou plus au cours de 12 mois consécutifs
Frais	Frais administratifs de 500 $	Frais administratifs de 10 000 $	Frais calculés suivant une formule détaillée (sauf pour les sociétés de productoducs de grande importance qui paient une redevance fixe de 50 000 $)

La part que doivent payer les sociétés de grande importance dépend de la somme de temps que l'ONÉ consacre à chaque produit, ainsi que du niveau d'activité global et individuel des sociétés appartenant à une catégorie de produit. Le processus de facturation est conçu de telle sorte que les activités en cours de l'ONÉ soient financées à même la facturation courante. Ceci est accompli au moyen d'un cycle de trois ans dont voici la description :

Processus de recouvrement sur trois ans – sociétés de grande importance

Première année	Deuxième année	Troisième année
Les sociétés acquittent une part des frais estimatifs (première année).	Les sociétés acquittent une part des frais recouvrables estimatifs de l'année en cours (deuxième année).	Les sociétés acquittent une part des frais recouvrables estimatifs de la troisième année – montant qui est rajusté par l'addition ou la soustraction (selon le cas) de la différence entre les coûts estimatifs et les coûts réels de la première année, tels que déterminés dans la deuxième année.
L'ONÉ recueille l'information pertinente des sociétés.	Les coûts réels de la première année sont vérifiés.	L'ONÉ recueille l'information pertinente des sociétés.
L'ONÉ établit une estimation des coûts de la deuxième année et détermine le montant à facturer à chaque société.	La différence entre les coûts estimatifs et les coûts réels de la première année est calculée.	
L'ONÉ informe les sociétés des coûts facturés pour la deuxième année.	L'ONÉ recueille l'information pertinente des sociétés et émet les factures pour la deuxième année.	

Il a été souligné que le processus de répartition de l'ONÉ comporte deux calculs. Le premier calcul repose sur la somme de temps que le personnel a consacrée à chaque produit. Le second a trait au temps non défini, c'est-à-dire le temps qui ne peut pas être attribué à un produit en particulier, tel que les congés annuels des employés et la formation non reliée à un produit spécifique. Le temps non défini est réparti parmi toutes les catégories de produit, de façon proportionnelle, en fonction de la première répartition. Près de la moitié du temps du personnel entre dans la catégorie temps non défini.

Les participants ont discuté de l'à-propos des droits calculés suivant ce système de répartition et de la question de savoir si l'industrie de l'électricité est pénalisée financièrement par rapport à l'industrie gazière, étant donné que les audiences concernant des pipelines comportent beaucoup de déplacements, tandis que les demandes dans le secteur de l'électricité ne nécessitent habituellement qu'un processus par voie de mémoires. Cependant, dans les quatre dernières années, il y a eu quatre audiences associées à l'électricité, dont la plus importante a été celle de Sumas. On a noté que le budget des voyages de l'Office est assez modeste – ne comptant que pour environ 5 % des coûts – et que ce poste n'aurait pas une grande incidence sur les coûts recouvrés de toute façon.

L'Office a aussi indiqué que le montant des droits exigibles des sociétés de gazoducs ou d'oléoducs de grande importance peut être limité à un plafond correspondant à 2 % du coût de service de la société, mais que cette dernière doit demander une dispense à cette fin. En raison de la fluctuation du niveau des exportations, les coûts attribués aux exportateurs d'électricité de

grande importance sont établis suivant une moyenne mobile des exportations réelles calculée sur quatre ans.

On a également noté que les coûts rattachés au secteur de l'électricité ont augmenté en proportion des coûts totaux de l'ONÉ – passant de 3,7 % de ceux-ci en 1998 à 13,9 % en 2005. Cette augmentation est due en grande partie au nombre d'audiences concernant des lignes internationales de transport qui ont eu lieu depuis 2001. Il n'y avait eu aucune audience du genre de 1998 à 2000, ce qui explique l'augmentation substantielle des coûts.

Les participants de l'industrie ont posé des questions sur le processus de répartition et sur la façon dont sont traités les coûts associés aux entrepreneurs ou aux consultants. L'ONÉ a indiqué qu'il n'a pas souvent recours à des consultants, mais que les coûts connexes font partie des frais de fonctionnement et d'entretien, lesquels sont répartis parmi toutes les catégories de produit en fonction du pourcentage de temps consacré à chacune.

Un participant de l'industrie a fait remarquer que dès qu'un secteur connaît un surcroît d'activité, il semble s'attirer la plus grande part des dépenses. Si aucun des secteurs n'est particulièrement occupé, les coûts sont partagés au *pro rata*.

Un autre représentant de l'industrie se demandait si l'ONÉ avait un plan d'activité indiquant ce sur quoi il allait concentrer son activité. Bien qu'un plan d'activité triennal figure dans le site Web de l'ONÉ, les représentants de l'Office ont souligné qu'une bonne part de leur travail ne peut pas être prévue à l'avance et dépend des initiatives de l'industrie. S'il n'y a pas de demandes en cours d'étude, le personnel s'occupe de projets à long terme, comme le réinvestissement dans l'infrastructure, des travaux de recherche ou les systèmes internes. Le traitement des demandes de l'industrie constitue toujours la première des priorités. Par ailleurs, lorsque la charge de travail est particulièrement élevée, comme dans le cas du projet de gazoduc Mackenzie, l'ONÉ fait appel à des ressources supplémentaires.

On a souligné que l'équipe de l'électricité de l'ONÉ fonctionne avec un budget annuel de moins de 1 million de dollars, ce qui comprend tous les frais liés au personnel, les voyages, les contrats, et ainsi de suite. Les membres de l'équipe ne consacrent pas forcément tout leur temps à des dossiers liés à l'électricité.

Le processus de rédaction et de modification d'un règlement
Chantal Briand, Opérations, analyste de la réglementation

La rédaction ou la modification des règlements régit par l'ONÉ, sont soumises à plusieurs exigences d'ordre juridique, soit des lois, des règlements, des accords internationaux et des politiques.

Le processus d'élaboration de la réglementation comprend les six étapes suivantes :

1. Conception et élaboration
2. Rédaction du règlement
3. Examen par le ministère de la Justice et l'approbation par Conseil du Trésor

4. Publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, avec période pour la présentation de commentaires
5. Présentation de la version définitive au ministère de la Justice, au Bureau du Conseil privé et au Conseil du Trésor
6. Promulgation (Partie II de la *Gazette du Canada*)

Des consultations, sous diverses formes, ont lieu au cours des quatre premières étapes. Quand les dispositions parviennent à la quatrième étape, il ne devrait plus y avoir de surprises.

Les participants ont discuté de la question de savoir si les modifications envisagées allaient déclencher l'application de la nouvelle LFU promulguée en mars 2004. La LFU prévoit l'examen et l'approbation par le Parlement des frais d'utilisation qui sont fixés par les organismes de réglementation et peut influer sur le processus d'élaboration de la réglementation dans le cadre de la présente initiative. L'applicabilité de la LFU dépendra de la nature des modifications adoptées. Si elle est déclenchée, il faudra mener des consultations supplémentaires, y compris aviser les payeurs potentiels des changements proposés, solliciter des avis sur les améliorations possibles aux services, effectuer une étude d'impact de la réglementation, établir un comité consultatif indépendant pour examiner les plaintes (le cas échéant), effectuer une comparaison avec les frais perçus par d'autres pays et déposer la proposition devant le Parlement.

La consultation serait une démarche indispensable pour mettre en lumière les préoccupations, communiquer l'information pertinente et offrir aux parties prenantes la possibilité de faire connaître leur avis. Le processus pourrait être plus long si les modifications proposées sont complexes ou source de controverse. Il pourrait prendre de 18 à 24 mois, ou même plus.

Valerie Katarey a souligné que l'ONÉ est un organisme fédéral et que jusqu'à neuf membres de l'Office se rencontrent chaque semaine pour prendre des décisions. Les membres de l'Office sont indépendants et nommés par le Parlement. Ils rendent compte de leurs activités par l'intermédiaire du ministre, mais ne relèvent pas de celui-ci. Le personnel de l'ONÉ épaule les membres de l'Office dans leur travail.

Présentations par l'industrie

Association canadienne de l'électricité
Dan Goldberger, conseiller principal, Conseil sur le courtage de l'électricité

L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) est une des deux membres de l'industrie à avoir fourni une présentation à l'atelier.

L'ACÉ regroupe une trentaine d'entreprises de service public, qui représentent près de 95 % de la capacité de production installée, des transporteurs, des distributeurs, de la clientèle et des courtiers en électricité du Canada. La structure de la direction de l'ACÉ reflète les divers secteurs d'activités : Conseil sur la production, Conseil sur le transport, Conseil sur la distribution, Conseil sur la clientèle et Conseil sur le courtage de l'électricité.

Le Comité de liaison sur le recouvrement des frais (CLRF) de l'ONÉ rencontre les membres du secteur trois fois par année. Mike MacDougall, de la société Powerex, siège au Comité à titre de représentant de l'ACÉ et y représente les intérêts des courtiers. Tim Egan participe également à ces consultations. Le CLRC est un comité consultatif de l'Office, non pas un organe de décision. D'autres membres du secteur de l'électricité y sont les bienvenus.

Les Conseils sur le transport et sur le courtage de l'électricité, qui suivent de près le dossier du recouvrement des frais, conviennent que les demandeurs devraient payer les frais directement liés au traitement des demandes visant la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport et l'exportation d'électricité. Cependant, il n'y avait pas entente sur le mode de partage des autres frais de l'ONÉ (par exemple, études, personnel, locaux, équipement et déplacements).

L'ACÉ a aussi soulevé de nouveaux sujets de préoccupation, tels que l'accroissement des coûts de l'ONÉ et le problème des demandeurs non payeurs qui entraînent des coûts pour les autres (Sumas). On a proposé que l'ONÉ établisse une nouvelle politique pour saisir de tels coûts, par exemple, au moyen d'une redevance sur les demandes.

Hydro-Manitoba
Kelly Hunter, agent de l'accès du marché, Hydro-Manitoba

Hydro-Manitoba a souligné qu'il faut adopter une approche plus équitable pour le recouvrement des frais de l'ONÉ, c'est-à-dire faire en sorte que les frais soient absorbés par ceux qui en retirent des avantages. Selon la méthodologie en vigueur, les exportateurs paient tous les coûts, mais ne sont pas les seuls à obtenir des avantages. Les propriétaires des lignes de transport et les clients retirent des avantages d'ordre économique et sur le plan de la fiabilité. La méthodologie employée devrait en tenir compte.

Le projet Sumas a été mentionné comme un exemple où les exportateurs ont dû payer des millions de dollars en frais d'audience pour une ligne de transport destinée uniquement à l'importation d'électricité, sans en tirer le moindre avantage. Même si le projet avait été approuvé, ils n'en auraient retiré aucun avantage. Hydro-Manitoba a indiqué qu'il serait plus

approprié d'attribuer les frais aux propriétaires de lignes internationales de transport, afin de refléter les avantages qui en découlent sur le plan des importations, des exportations et de la fiabilité. En outre, les propriétaires des lignes de transport peuvent répercuter ces coûts sur leurs clients, dans le cadre de leurs tarifs.

La diminution actuelle des exportations et la tendance croissante à la déréglementation sont des phénomènes dont la nouvelle méthodologie de recouvrement des frais doit tenir compte. Qui plus est, les exportations d'électricité sont difficiles à prévoir, étant donné que des périodes de sécheresse dans des provinces dotées d'une grande capacité de production hydroélectrique peuvent causer de fortes variations dans les volumes des exportations. Les régions non affectées par une sécheresse assument les frais pour celles qui le sont. La formule de la moyenne mobile calculée sur quatre ans est très complexe et il est difficile de prévoir le volume des exportations.

Les raisons suivantes font qu'il n'est pas approprié de fixer et de répartir les coûts en fonction du volume des exportations :

- Les lignes de transport sont bidirectionnelles et la direction du flux peut être changée n'importe quand.
- La méthodologie en place ne reconnaît pas les avantages, sur le plan économique et de la fiabilité, liés à l'importation d'électricité à meilleur marché (l'Ontario et le Manitoba ont récemment fait des importations considérables et le Québec pourrait faire face à une pénurie).
- Les avantages du point de vue de la fiabilité ne sont pas pris en ligne de compte – ils existent indépendamment des exportations. Dans des situations d'urgence, des débits même très minimes peuvent revêtir une très grande valeur sur le plan de la fiabilité.
- Les producteurs jouissent aussi d'avantages sur le plan de la fiabilité du fait qu'ils sont raccordés à un réseau très puissant.

Hydro-Manitoba appuie la position de l'ACÉ selon laquelle les demandeurs devraient payer les frais directement liés au traitement de leur demande. De plus, elle serait en faveur de la perception d'une redevance de la part des nouveaux venus qui proposent de nouvelles lignes de transport d'électricité, comme cela se fait pour les nouveaux gazoducs. Tous les autres frais seraient imputés aux propriétaires des lignes de transport en fonction de leur part de la capacité de transport internationale totale installée. Les sociétés de gazoducs ne paient pas une redevance basée sur le volume de leurs exportations. Hydro-Manitoba s'est dite intéressée à évoluer vers un processus qui s'apparente davantage à celui qui existe pour les pipelines.

Le fait de répartir les frais en fonction de la capacité installée, plutôt que du volume des exportations, présente un certain nombre d'avantages, notamment :

- Stabilité de la base d'attribution : elle n'est pas affectée par les sécheresses et elle s'accroîtra avec le temps.
- Prise en compte de la pleine faveur des interconnexions, p. ex. les exportations, les importations et la fiabilité.
- Possibilité de passer les coûts aux clients, aux courtiers et aux contribuables dans le cadre des régimes de réglementation provinciaux.
- Formule simple à administrer.

Hydro-Manitoba a fait remarquer que, dans les années antérieures, il importait peu que les frais soient facturés au propriétaire de la ligne de transport ou à l'exportateur puisqu'il s'agissait toujours de la même entreprise. Maintenant, chaque fonction relève d'une société ou d'une entité commerciale distincte. Il y a de nouveaux acteurs sur le marché. Les exportateurs et les propriétaires de lignes de transport sont maintenant des entités différentes.

D'autres participants de l'industrie se demandaient également s'il était approprié que les expéditeurs assument tous les frais de l'ONÉ, étant donné la baisse du niveau des exportations. Les importations d'électricité sont en hausse depuis 1996. Il se peut que les « jours de gloire » du Canada soient révolus pour ce qui concerne les exportations d'électricité.

Hydro-Manitoba a ajouté que, bien que le nombre de demandes d'exportation se soit accru, le volume des exportations n'a pas augmenté. Elle a toutefois noté que, d'après l'ONÉ, le traitement des permis connexes n'est pas trop onéreux en temps.

Délibérations de l'atelier

Redevance exigible pour les demandes et autres méthodes de répartition des coûts

Hydro-Québec TransÉnergie s'entendait avec Hydro-Manitoba pour dire que le demandeur devrait assumer les dépenses qu'il occasionne, mais n'était pas d'accord pour faire reposer une composante quelconque de la répartition des frais sur la capacité de transport internationale installée. La société a déclaré que les fournisseurs de services de transport ne devraient pas assumer ces coûts à eux seuls. Le public tout comme les intérêts privés doivent être pris en considération, et ce sont les régies provinciales qui décideront, au bout du compte, si les coûts en question peuvent être inclus dans la base tarifaire du service public. Où se trouve l'intérêt public lorsque de nouveaux exportateurs vendent de l'électricité aux États-Unis? Pourquoi les consommateurs en feraient-ils les frais?

Hydro-Manitoba a souligné que même si on n'adoptait qu'une seule mesure – soit faire en sorte que chaque demandeur paie les coûts qu'il occasionne – cela serait déjà un grand pas en avant. Le reste des coûts à répartir serait alors considérablement réduit.

Transport Énergie NB a fait remarquer que les coûts qu'une régie provinciale engage relativement à une audience particulière, p. ex. temps et installations de la régie, sont imputés au demandeur suivant un processus étalé sur deux ans. Même si la demande n'est pas approuvée, le promoteur court le risque d'avoir à payer ces coûts. D'après elle, ce modèle pourrait être utilisé à l'ONÉ.

L'ONÉ a indiqué que, à l'heure actuelle, il ne dispose pas d'outils lui permettant de suivre les coûts directs de projets individuels. Il peut comptabiliser les heures-personnel, mais pas les coûts associés à ces heures. Le système actuel ne calcule pas les coûts salariaux horaires pour les diverses catégories d'employés, et l'implantation d'un système qui offre cette possibilité serait coûteuse. L'Office a demandé si l'industrie serait disposée à payer les coûts associés à la création et à la gestion d'un nouveau système de suivi. Les participants ont longuement discuté du processus de suivi. Certains participants de l'industrie étaient d'avis que l'ONÉ devrait avoir un meilleur système de suivi.

D'autres participants pensaient qu'il serait peut-être possible de calculer une moyenne de coûts, à partir des heures consignées, ou d'élaborer un coût approximatif.

Hydro-Manitoba a laissé entendre que les coûts associés à la surveillance de l'industrie devraient être partagés parmi toutes les parties, étant donné que certains de ces coûts ne se rapportent pas spécifiquement aux exportations. Hydro-Québec TransÉnergie a convenu que les études portant sur le réseau de transport devraient être financées par les propriétaires des lignes de transport, et les études de marché, par les courtiers. Il pourrait y avoir trois types de redevances :

1. Redevance exigible pour chaque demande.
2. Contribution au titre de rapports spéciaux (visant le transport, la production ou le courtage, par exemple) qui serait payée par le secteur concerné.

3. Paiement des frais généraux, y compris les frais d'entretien, etc., qui seraient répartis de quelque manière.

Powerex a souligné que les exportateurs et les importateurs ne sont pas nécessairement les mêmes entités. L'ONÉ réglemente seulement les exportations, et pas les importations. Vu que les installations de transport sont bidirectionnelles, tout le monde en tire parti et tout le monde devrait contribuer au paiement des frais connexes. La meilleure façon d'y arriver serait d'incorporer ces coûts dans les tarifs de transport. Si l'ONÉ, à titre de régie fédérale, prend des mesures pour déterminer un mode de répartition équitable, les régies provinciales devraient juger que ces coûts sont acceptables.

Hydro-Québec TransÉnergie a fait observer que si les coûts étaient inclus dans les tarifs, les clients canadiens se trouveraient à payer pour tout, y compris les frais liés aux exportations. Ontario Power Generation a laissé entendre qu'il serait possible d'obvier à ce problème grâce à la conception des tarifs. Hydro-Manitoba a souligné que si l'ONÉ déterminait un certain mode de répartition des coûts, il est difficile d'imaginer qu'une régie provinciale refuse de l'accepter.

Transport Énergie NB a noté que cette solution pourrait ne pas fonctionner. Le Nouveau-Brunswick a une capacité d'interconnexion de 14 000 mégawatts. Or, si le volume des exportations baisse, les recettes baissent également et les coûts passent aux consommateurs dans les régions en question. Powerex a fait remarquer que les consommateurs bénéficient d'autres avantages, tels qu'une fiabilité accrue.

Coral Energy Canada a souligné que s'il n'y avait pas de lignes franchissant la frontière, il n'y aurait pas de coûts. Par exemple, l'Alberta n'a pas de liaison directe avec les États-Unis. Comment l'ONÉ peut-il incorporer toutes ces nuances dans une formule de répartition? Le cas des pipelines est plus simple : les coûts sont basés sur le débit et la distance, lesquels sont facilement calculables. Ce n'est pas aussi simple pour le secteur de l'électricité.

Hydro-Québec TransÉnergie a soulevé la question de l'opinion publique, notant que si les tarifs d'électricité augmentent, le public demandera des explications. Le public fera le lien et contestera le fait qu'on lui fasse payer des coûts qui sont liés à des exportations. Coral Energy a fait remarquer que si une ligne était réservée strictement aux exportations d'électricité, il serait difficile d'en faire partager les coûts par d'autres parties.

En ce qui concerne la contribution à payer par les nouveaux venus pour des projets de gazoducs et d'oléoducs, on a précisé que ces coûts sont payés une seule fois, c'est-à-dire la première fois qu'un promoteur propose une installation et obtient une approbation. Les installations subséquentes proposées par le même promoteur, même s'il s'agit d'installations entièrement nouvelles, ne sont pas assujetties à cette contribution. Si l'installation n'est pas approuvée, le reste de l'industrie assume les coûts connexes. C'est ce qui s'est produit dans le cas de Sumas – d'autres parties ont payé les frais liés au projet Sumas. Il en est ainsi parce que l'Office est habilité à recouvrer ses coûts uniquement auprès de sociétés qui sont « autorisées » à construire ou à exploiter un pipeline ou une ligne internationale de transport, ou à exporter de l'électricité. Certains participants ont exprimé des préoccupations au sujet des demandes frivoles. Powerex a suggéré un processus en deux étapes suivant lequel on vérifierait si une société répond aux

critères de la Loi sur l'ONÉ avant qu'elle présente une demande. Coral Energy a souligné que les sociétés de gazoducs doivent dépenser d'énormes sommes d'argent avant d'en arriver à l'étape de la demande.

BC Transmission a noté que l'ONÉ semble hésiter à modifier la Loi sur l'ONÉ. L'ONÉ a souligné qu'il faudrait au moins cinq ans pour modifier la Loi sur l'ONÉ, arguant qu'il est toujours difficile de faire inscrire des modifications législatives à l'ordre du jour du gouvernement, particulièrement dans le cas d'un gouvernement minoritaire. La modification de la Loi sur l'ONÉ pour traduire des changements au titre du recouvrement des frais ne figurerait probablement pas parmi les priorités du gouvernement à l'heure actuelle.

Transport Énergie NB a proposé d'utiliser une moyenne calculée sur quatre ou cinq ans pour atténuer les crêtes de coûts attribuables aux quatre audiences survenues dans les trois dernières années. L'Office a répliqué qu'il n'était pas logique de retourner aussi loin en arrière puisque la structure de l'industrie avait profondément changé.

Étant donné la difficulté de suivre les coûts associés à chaque demande, il a été suggéré que, parce que les demandes d'exportation sont de caractère assez routinier, il serait peut-être possible d'exiger une redevance fixe pour chacune, ce qui remédierait à certains des problèmes de comptabilisation du temps et des coûts.

Certains ont indiqué également que les demandeurs de projets de ligne de transport pourraient aussi se faire facturer une redevance fixe. D'autres participants ont soutenu que cela poserait des difficultés en raison du caractère unique des audiences, et qu'il vaudrait mieux élaborer une formule d'approximation des coûts réels.

L'ONÉ a souligné que la somme de temps et d'effort consacrée à chaque audience varie considérablement, suivant des facteurs tels que le nombre d'intervenants, la proximité des lignes des centres de population ou la nécessité de produire un rapport d'étude approfondie en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

Hydro-Manitoba a avancé qu'une autre méthode consisterait à allouer un certain montant par kilovolt. Ce processus suppose que la somme de travail requise augmente en fonction de la tension de la ligne. Cependant, il y a aussi d'autres facteurs qui influent sur les coûts, tels que la longueur de la ligne et son emplacement.

Powerex a souligné les différences qui existent entre des pipelines et des lignes de transport. D'une manière générale, les pipelines sont longs et de gros diamètre, tandis que les lignes internationales de transport sont souvent de courtes liaisons d'interconnexion situées à la frontière. L'emplacement est critique : cela fait une grosse différence selon que le projet soit situé à proximité d'une grande agglomération, comme Abbotsford, ou quelque part au Manitoba.

BC Transmission a laissé entendre que l'ONÉ pourrait établir un barème de redevances fixes basé sur trois ou cinq niveaux de complexité ou d'envergure d'un projet de ligne de transport, de la même façon qu'il distingue trois catégories de sociétés, c'est-à-dire de faible, moyenne et grande importance.

Certains participants ont laissé entendre que l'ONÉ pourrait déterminer le niveau de coût une fois que les intervenants se seraient inscrits. S'il y avait beaucoup d'intervenants, le projet pourrait être classé dans la catégorie 3; s'il n'y en avait aucun, ce serait un projet de catégorie 1. Le demandeur pourrait indiquer la catégorie escomptée, et l'Office pourrait décider de la catégorie qu'il convient d'assigner une fois l'audience en marche ou à la fin de celle-ci. L'ONÉ a souligné les difficultés qu'il aurait à déterminer la catégorie d'une audience au début du processus.

Une autre méthode qu'on pourrait employer pour calculer les coûts associés aux audiences consisterait à fixer une redevance pour chaque jour d'audience. Outre le fait que la longueur des audiences varie, l'Office a indiqué que toutes les audiences supposent des travaux préparatoires et que la longueur d'une audience n'est pas toujours une bonne indication de la somme de travail que l'ONÉ accomplit avant la tenue d'une audience. De plus, il est difficile de prévoir combien de temps l'audience pourrait durer. Il arrive que les intervenants inscrits ne se présentent pas et qu'une audience qui était censée durer une semaine prenne seulement une journée; or, l'Office aura dépensé les ressources nécessaires pour se préparer à l'audience prévue d'une semaine.

Transport Énergie NB jugeait que le nombre de jours d'audience était directement relié à la somme de travail préalable effectuée par le demandeur. Si le travail préalable est bien fait et s'il est répondu convenablement aux demandes de renseignements, l'audience s'en trouvera raccourcie. Si le demandeur s'applique à réduire la durée de l'audience de cette façon, il devrait être récompensé pour ses efforts. D'autres participants ont souligné que le travail du demandeur serait pris en compte si le coût à payer était « ajusté » à la fin du processus.

Une discussion s'est engagée sur l'utilisation des coûts réels par opposition à un coût approximatif. Selon Powerex, il serait superflu de faire une estimation préalable si un rajustement était fait au terme du processus. On a indiqué que le cycle de facturation actuel sur trois ans pourrait être utilisé pour déterminer les coûts définitifs à payer par le demandeur. Il a été noté, toutefois, que dans le cas d'audiences de grande envergure comme celle de Sumas, une facturation trimestrielle des coûts réels estimatifs pourrait entraîner au départ un surfinancement de l'audience. Par ailleurs, les coûts pourraient être facturés au demandeur à la fin de l'audience.

L'Office a réitéré que le système en place ne permettrait pas de procéder à un « rajustement » faute de pouvoir chiffrer le coût réel du temps du personnel. BC Transmission a suggéré qu'un coût moyen par employé pourrait être établi comme donnée de base pour une approximation des coûts.

Hydro-Québec TransÉnergie a indiqué qu'il y aurait aussi le risque de créer un manque à gagner si une demande de catégorie 1 s'avérait être une demande plus onéreuse de catégorie 3, auquel cas les coûts supplémentaires seraient partagés avec d'autres. Cependant, un redressement pourrait être effectué à la fin de l'audience.

Coûts mensuels liés aux exportations

Ce n'était pas clair pour les participants à qui profitent les déclarations mensuelles sur les exportations. Il s'agit de rapports mensuels qui sont exigés des exportateurs aux fins de réglementation. L'ONÉ utilisent ces rapports pour constituer une base de données qui sert à diverses fins. Le coût annuel rattaché à ce travail est de l'ordre de 80 000 $. Ceci a mené à une discussion sur l'utilité des données. L'ONÉ a rappelé que le dépôt des déclarations est exigé aux termes du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations*.

Hydro-Québec TransÉnergie a souligné que les déclarations mensuelles sur les exportations ne procurent aucun avantage aux exportateurs et que les coûts connexes devraient être inclus dans la fonction de surveillance. Transport Énergie NB a indiqué que cette catégorie de coûts est un fardeau que quelqu'un doit payer. S'agirait-il des exportateurs?

Hydro-Québec TransÉnergie se demandait si des données similaires étaient recueillies au sujet de la fonction de transport. L'ONÉ a noté que le Règlement n'exige pas la collecte de données concernant le transport, sauf pour le nombre de MWh, et que rien dans la législation ne prescrit l'obtention de déclarations contenant des données sur le transport.

Coûts liés à la surveillance de l'industrie ou du marché

Les coûts de surveillance représentent un élément important dans les frais recouvrés par l'ONÉ, soit plus de 30 % de ceux-ci. Les participants ont discuté de la question de savoir si certains de ces coûts devraient être imputés aux transporteurs. On a demandé à l'Office de préciser les avantages que l'industrie retire des activités de surveillance. L'Office a indiqué que le but premier de la surveillance est de lui permettre de garder une connaissance d'expert de l'industrie. Le personnel préposé à l'électricité à l'ONÉ est un petit groupe concentré et les fonctions de surveillance aident à développer son expertise.

Certains des participants de l'industrie ont convenu que les propriétaires de lignes internationales de transport pourraient assumer une part des coûts, mais ils voulaient que cette part reflète les avantages obtenus. Hydro-Québec TransÉnergie a souligné que s'il existe un lien qui montre l'importance que cette information revêt pour les propriétaires de lignes de transport, il y a peut-être matière à négociation. Powerex a fait observer que les propriétaires de lignes de transport fournissent une meilleure base pour l'attribution des coûts que les exportateurs, en ce qui touche les renseignements recueillis.

Ontario Power Generation a noté que les participants convenaient que certains coûts devraient être partagés – d'une manière appropriée. Les exportateurs ne devraient pas en assumer le fardeau à eux seuls. Le fait que les propriétaires de lignes de transport n'en retirent pas d'avantages précis ne veut pas dire que ceux-ci devraient être dispensés de payer une part des coûts.

Hydro-Québec TransÉnergie a laissé entendre que si une ligne de transport est avantagée de quelque façon, par exemple, si elle est utilisée pour emmagasiner et vendre de l'électricité à un meilleur prix, une part des coûts devrait peut-être lui revenir à ce moment-là. L'avantage obtenu – et le pourcentage – pourraient changer d'une année à l'autre. Selon certains autres participants, ce type de répartition pourrait être difficile à appliquer étant donné que certaines lignes servent exclusivement à l'exportation, tandis que d'autres sont utilisées pour l'importation et l'exportation.

Transport Énergie NB a fait remarquer que sa liaison d'interconnexion avec le Maine sert l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse dans une optique de fiabilité et qu'il serait difficile de répartir les coûts de surveillance en fonction de la charge locale pour refléter les avantages reçus. La question est très épineuse lorsqu'il y a plusieurs administrations en jeu.

Une des suggestions avancées consistait à répartir les coûts de surveillance sur l'ensemble du Canada – en fonction de la capacité installée– et à demander que chaque propriétaire de ligne de transport conçoive des tarifs qui incorporent ces coûts. Cette méthodologie offrirait peut-être le meilleur moyen de répercuter ces coûts sur les bénéficiaires ultimes.

Powerex a indiqué qu'une répartition des coûts de l'ONÉ est déjà présente dans les tarifs au détail, faisant partie des frais de production. Selon elle, il serait plus équitable d'incorporer ces coûts dans les tarifs de transport. Le fait d'utiliser la capacité de transport comme base d'attribution n'est pas une mauvaise idée puisque les coûts peuvent ensuite être intégrés aux tarifs. Cela offre plus de flexibilité au chapitre de leur recouvrement. Powerex paie plus de 1 million de dollars au chapitre du recouvrement des frais, et n'a aucune base tarifaire réglementée qui lui permette de recouvrer ces coûts.

Une étape subséquente consisterait peut-être à examiner l'utilisation faite des lignes de transport pour établir comment les coûts pourraient être répartis. Les participants ont discuté de l'éventuel mode de mise en oeuvre. Au moyen d'un compte de report, les exportateurs pourraient se faire attribuer des frais qu'ils répercuteraient sur les clients de l'année suivante. Transport Énergie NB a indiqué que ses clients locaux paient ces frais en fonction de la demande de pointe non coïncidente. Ses seules autres recettes proviennent des exportations et celles-ci sont portées au crédit de la charge locale.

Hydro-Québec TransÉnergie se demandait si le tarif de point à point pouvait être majoré sans toucher au tarif local. Les clients de charge locale ne devraient pas avoir à payer pour les exportations, mais ils obtiennent des avantages du simple fait que la ligne soit en place. Certaines lignes ont été construites afin de tirer profit d'économies d'échelle sur le plan de la production. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, deux grands projets de production d'électricité étaient envisagés, mais la province ne pouvait pas utiliser immédiatement toute la capacité. Le projet de

la Baie James au Québec est un cas similaire. Une discussion s'est engagée sur la mesure dans laquelle les lignes internationales ont été construites pour répondre à des impératifs de fiabilité. Tels étaient la raison d'être de l'établissement d'interconnexions. Finalement, il importe de mieux cerner quels sont les avantages tirés des lignes internationales, notamment quant à la fiabilité, au transit, au partage de réserves, et ainsi de suite.

Transport Énergie NB a indiqué que puisque le ministre reçoit l'information découlant de la fonction de surveillance, il y aurait lieu que le gouvernement fédéral contribue lui aussi à son financement. Ce travail sert l'intérêt public. Hydro-Manitoba convenait que la surveillance de l'industrie pouvait fort bien servir les intérêts du gouvernement fédéral, mais a souligné qu'il faut un mécanisme de répartition des coûts qui partage les intérêts canadiens et(ou) fédéraux sur une base plus large que les seuls exportateurs. L'ONÉ a déclaré qu'il n'entre pas dans son mandat de prendre ce genre de décision.

Transport Énergie NB a souligné que pour obtenir une répartition véritable des coûts, il faudrait que l'information soit vendue, bien que cela ne représente pas une solution pratique dans l'immédiat.

L'atelier s'est terminé sur cette note. Tous les participants s'entendaient pour dire que les principaux points avaient été suffisamment débattus pour le moment, et l'ONÉ a indiqué qu'il y aurait d'autres possibilités de fournir des commentaires au cours du processus de consultation qui suivrait.

Étapes suivantes

La gestionnaire de projet a indiqué que les commentaires des parties étaient à la fois nécessaires et les bienvenus. Les participants de l'industrie approuvaient le processus de consultation qui était proposé.

- Un projet de compte rendu sommaire de l'atelier sera envoyé aux participants au début de janvier 2005 afin de recueillir leurs commentaires et d'assurer que le document reflète fidèlement les délibérations de l'atelier (délai de 14 jours pour présenter des commentaires).
- Le compte rendu sommaire définitif de l'atelier sera envoyé aux parties prenantes dans l'industrie, à titre d'information, et celles-ci disposeront de 30 jours pour proposer d'autres idées.
- Une consultation sur le projet de concept de recouvrement des frais aura lieu au printemps 2005. Le concept sera diffusé à l'échelle de l'industrie de l'électricité avant la rencontre.

Annexe A Options et questions débattues à l'atelier

L'industrie a fourni quelques points de départ pour la réflexion sur les modifications susceptibles d'être apportées au processus de recouvrement des frais. Voici les points saillants de la discussion.

Coûts liés aux demandes

Le demandeur paie -- Consensus général de la part des représentants de l'industrie :

- Tous les participants de l'industrie ont convenu que les demandeurs devraient assumer la totalité des coûts afférents à leur demande, qu'il s'agisse d'exportateurs qui sollicitent des permis d'exportation ou de transporteurs désireux de construire une ligne internationale de transport d'électricité.

Le demandeur paie -- Questions à régler :

- Est-il possible d'obliger les demandeurs à payer les coûts associés à leur demande si cette dernière n'est pas approuvée, ou faut-il que ces coûts soient partagés parmi tous les intervenants?
- Quel est le risque (s'il y en a un) qu'une régie provinciale refuse d'approuver les coûts que l'ONÉ a assignés au demandeur? Qu'est-ce qui peut ou doit être fait pour atténuer ce risque?
- Les demandes frivoles sont-elles une source de préoccupation? Existe-t-il suffisamment de mécanismes régulateurs pour les éliminer?
- Comment s'y prendre pour déterminer les coûts? (l'ONÉ n'a pas de mécanisme lui permettant de suivre les coûts du personnel).
- Faut-il élaborer un mécanisme pour le suivi des coûts? Dans l'affirmative, comment serait financé ce travail?
- L'application d'une redevance fixe a été proposée comme solution de rechange à la comptabilisation des coûts réels.
- Facturer une redevance fixe pour les demandes d'exportation serait relativement simple. Ces demandes sont d'un caractère plus routinier que les demandes concernant des lignes de transport, où la longueur et le coût sont des variables importantes.
- Pour les projets de lignes de transport, il serait possible de définir trois niveaux de complexité ou d'envergure de la demande avec un barème de redevances fixes correspondant à chaque niveau.
- Convient-il de fixer un plafond quant au montant exigible d'un demandeur?
- Quand devrait-on facturer le demandeur : – chaque trimestre ou à la fin de l'audience?
- Dans quelle mesure les redevances exigées doivent-elles correspondre aux coûts véritables? Faudrait-il procéder à un « rajustement » post-audience pour refléter les coûts réels?

Coûts engagés par l'ONÉ pour les éléments suivants :

Déclarations mensuelles sur les exportations

- Les exportateurs sont tenus de présenter des déclarations mensuelles suivant la Loi sur l'ONÉ et le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations*.
- Les participants de l'industrie ne sont pas certains de retirer un avantage quelconque du travail associé à ces déclarations.
- Certains participants de l'industrie ont proposé que ces coûts soient classés dans la catégorie des fonctions de surveillance, alors que d'autres trouvaient qu'ils se rapportaient plutôt aux demandes d'exportation.

Surveillance de l'industrie ou du marché

- Devrait-on demander aux propriétaires de lignes de transport de payer une part de ces coûts?
- Quelle serait cette part?
- Comment devrait-on répartir ces coûts? En fonction de ceux qui bénéficient de l'activité? En fonction de la capacité installée? Suivant un simple ratio de répartition?

Autres points

- La modification de la Loi sur l'ONÉ n'est probablement pas possible à l'heure actuelle et il faudra apporter les éventuels changements par le biais du *Règlement sur le recouvrement des frais*.

Annexe B Liste des participants à l'atelier

Société ou organisme	Participant(e)	Titre
TransAlta Energy Marketing Corp	Cathy Manuel	Analyste commerciale principale
Association canadienne de l'électricité	Dan Goldberger	Conseiller principal, Questions financières et fiscales
SIGMÉ	Amir Shalaby	Gestionnaire, Questions réglementaires
Corporation de transport Énergie NB	Wayne Snowdon	Vice-président - Transport
Ontario Power Generation	Barry Green	Directeur, Marchés et recherche
Hydro-Québec TransÉnergie	Yves Dallaire	Chargé développement des affaires
SaskPower	Shannon Rayner	Conseillère principale en réglementation
Hydro-Manitoba	Kelly Hunter	Agent de l'accès du marché
Powerex Corp.	Mike MacDougall	Gestionnaire, Politique commerciale
BC Transmission Corporation	Denise Mulien-Dalmer	
Hydro-Québec (HQP & MEHQ)	Erik Bellavance	Conseiller principal
Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Katherine Braun	Directrice, Politique de l'électricité
NorthPoint Energy	Pat Hall	Chef des services financiers
Association canadienne de l'électricité	Timothy Egan	Conseiller principal en matière de politique
Coral Energy Canada Inc.	Tomasz Lange	Gestionnaire, Transport
Office national de l'énergie	Chantal Robert	Gestionnaire de projet
Office national de l'énergie	Chantal Briand	Gestionnaire adjointe de projet
Office national de l'énergie	Claire McKinnon	Avocate principale
Office national de l'énergie	Lauren Bell	Avocate

Société ou organisme	Participant(e)	Titre
Office national de l'énergie	Valerie Katarey	Chef de secteur, Services généraux
Office national de l'énergie	Dan Philips	Chef d'équipe, Finances
Office national de l'énergie	Cassandra Wilde	Économiste
Office national de l'énergie	Karla Reesor	Animatrice
Office national de l'énergie	Kym Hopper-Smith	Coordonnatrice de la logistique
Office national de l'énergie	Julian Emanuel	Chef d'équipe, Électricité
Office national de l'énergie	John McCarthy	Chef de secteur, Produits
Sari Shernofsky, Corporate Communications	Sari Shernofsky	Consultante